



A.F. 132493

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

**"EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO
TÉCNICO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN"**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización

POTENCIA

Presentado por

Rudy Bolívar Soria Yagual

César Augusto Torres Vélez

Guayaquil – Ecuador

2005

AGRADECIMIENTO

Agradecemos primeramente a Dios, por habernos dado fortaleza y paciencia para vencer todas las dificultades que se nos han presentado, a nuestros padres y hermanos por su apoyo incondicional, y, a todas aquellas personas que de una u otra forma colaboraron con la realización de este proyecto de t3pico.

DEDICATORIA

A Dios,
nuestros padres y hermanos,
por ser el pilar fundamental de nuestras vidas.

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN


 ING. CARLOS MONSALVE
 PRESIDENTE


 Dr. CRISTÓBAL MERA G.
 DIRECTOR DE TÓPICO


 ING. JORGE CHIRIBOGA
 MIEMBRO PRINCIPAL


 ING. ADOLFO SALCEDO
 MIEMBRO PRINCIPAL

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
 DE LA FUERZA ARMADA ECUATORIANA
 F.A.E. - F.A.C.E.
 ING. NO. _____

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral".



RUDY BOLÍVAR SORIA YAGUAL
AUTOR DE TESIS



CÉSAR AUGUSTO TORRES VELEZ
AUTOR DE TESIS

RESUMEN

El constante crecimiento de la sociedad actual y la exigencia por recibir un buen servicio, ha motivado desde algún tiempo atrás el enfoque de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, hacia determinar ciertos indicadores que permitan evaluar su desempeño y la calidad de sus sistemas de distribución en periodos de tiempo determinados. Por tal motivo nuestra tesis refiere al análisis de la calidad del servicio técnico en un sistema de distribución, donde el objetivo principal es dar a conocer los distintos tipos de índices de confiabilidad a través del análisis de regulaciones de varios países (Argentina, Nicaragua, España, USA (Texas) y Ecuador), luego ilustrarlos por medio de un estudio de confiabilidad de un sistema real desarrollado a través del método de la frecuencia y duración de las interrupciones y proponer mejoras para la calidad del servicio técnico.

Se ha desarrollado un análisis comparativo de las regulaciones existentes en países como Argentina, Nicaragua, España, USA (Texas) y Ecuador donde presentamos los distintos tipos de índices de confiabilidad usados para la evaluación de la calidad del servicio técnico en un sistema de distribución.

Hemos tomado un sistema real de distribución de un sector residencial en donde se ha realizado un estudio de confiabilidad, calculando varios de los tipos de índices presentados por las regulaciones, analizándolos y proponiendo una mejora en la configuración del sistema para obtener una mayor confiabilidad, así mismo evaluar el costo y amortización de la mejora propuesta.

INDICE GENERAL

PORTADA	i
AGRADECIMIENTO	ii
DEDICATORIA	iii
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	iv
DECLARACIÓN EXPRESA	v
RESUMEN	vi
INDICE GENERAL	vii
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xii
INTRODUCCIÓN	1

CAPÍTULO 1: COMPONENTES Y CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

1.1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.2. CIRCUITOS DE SUBTRANSMISIÓN.....	4
1.3. SUBESTACIONES DISTRIBUIDORAS.....	5
1.4. CIRCUITOS PRIMARIOS.....	6
1.5. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	7
1.6. CIRCUITOS SECUNDARIOS.....	7
1.7. ACOMETIDA DE USUARIOS.....	8

1.8. TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.....	8
1.8.1. SISTEMA RADIAL.....	8
1.8.2. SISTEMA ANILLO.....	8
1.8.3. SISTEMA MALLADO.....	9

CAPÍTULO 2: EQUIPOS DE PROTECCIÓN UTILIZADOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1. INTRODUCCIÓN.....	10
2.2. INTERRUPTOR.....	11
2.3. RECONECTADOR.....	13
2.4. FUSIBLE.....	17
2.5. SECCIONALIZADOR.....	19

CAPÍTULO 3: CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.1. INTRODUCCIÓN.....	21
3.2. CONTINUIDAD DEL SERVICIO.....	21
3.3. ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES.....	22
3.4. INDICES DE CONFIABILIDAD.....	24
3.4.1. INFORMACIÓN DE MAGNITUD DE LA EMPRESA.....	24
3.4.2. INDICADORES GERENCIALES.....	24
3.5. INDICES DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN LAS DISTINTAS REGIONES.....	30
3.5.1. INDICES INDIVIDUALES DE CLIENTES.....	31
3.5.2. INDICES DEL SISTEMA.....	33

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS REGULACIONES DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO EN ALGUNAS REGIONES

4.1. INTRODUCCIÓN.....	40
4.2. ARGENTINA.....	40
4.3. NICARAGUA.....	43

4.4. ESPAÑA.....	48
4.5. TEXAS.....	53
4.6. ECUADOR.....	56
4.7. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS REGULACIONES.....	61

CAPÍTULO 5: METODOLOGÍAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

5.1. INTRODUCCIÓN.....	67
5.2. MODO HISTÓRICO.....	67
5.3. MODO PREDICTIVO.....	68
5.3.1. FRECUENCIA Y DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES.....	68
5.3.2. APLICACIÓN DEL MÉTODO A UN SISTEMA DE MÚLTIPLES ESTADOS.....	72
5.3.3. PROBABILIDAD DE ESTADOS.....	73
5.3.4. FRECUENCIA DE ENCUENTRO EN UN ESTADO INDIVIDUAL.....	74
5.3.5. PERIODO DE ENCUENTRO EN UN ESTADO.....	77
5.3.6. FRECUENCIA DE ENCUENTRO EN UN CONJUNTO DE ESTADO.....	78
5.3.7. TIEMPO MEDIO DE RESIDENCIA EN UN CONJUNTO DE ESTADOS.....	82
5.4. CASO DE ESTUDIO Y CÁLCULOS DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA REAL DE DISTRIBUCIÓN.....	83
5.4.1. ANÁLISIS HISTÓRICO.....	85
5.4.2. ANÁLISIS PREDICTIVO.....	89

5.4.3. DESCRIPCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN PARA MEJORAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.....	91
5.4.4. CÁLCULO DEL COSTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA MEJORA DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD.....	94
5.4.5. CÁLCULO DE LA AMORTIZACIÓN DEL PROYECTO.....	94

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

ANEXOS

BIBLIOGRAFÍA

LISTA DE FIGURAS

Figura	Página
1.1. Sistema típico de distribución	3
1.2. Diagrama unifilar de un alimentador primario típico de distribución primaria	5
1.3. Sistema anillo	14
4.1 Gráfico comparativo de energía no suministrada	66
5.1. Diagrama de estado espacio	69
5.2. Diagrama de estado espacio	73
5.3. Diagrama de estado espacio	79
5.4. Diagrama de estado espacio sistema serie	80
5.5. Diagrama de estado espacio sistema paralelo	81
5.6. Diagramas de estados operación-falla	88
5.7. Diagrama promedio de estados operación-falla	88

LISTA DE TABLAS

Tabla	Página
4.1 Límites máximos permisibles Argentina	42
4.2 Límites máximos permisibles etapa 1 Nicaragua	44
4.3 Límites máximos permisibles etapa 2 Nicaragua	45
4.4 Límites máximos permisibles media tensión España	49
4.5 Límites máximos permisibles baja tensión España	49
4.6 Límites zonales máximos permisibles España	50
4.7 Límites máximos permisibles baja tensión Subetapa1 Ecuador	57
4.8 Límites máximos permisibles media y alta tensión Subetapa1 Ecuador	57
4.9 Límites máximos permisibles baja, media y alta tensión Subetapa2 Ecuador	58
4.10 Tabla comparativa de las regulaciones	64
4.11 Tabla comparativa del cálculo de energía no suministrada	65
5.1 Análisis histórico de fallas fase A	
5.2 Análisis histórico de fallas fase B	
5.3 Análisis histórico de fallas fase C	
5.4 Análisis histórico promedio de fallas	
5.5 Cálculo de índices históricos de la Cdma. Entreríos	
5.6 Cálculo de tasa de falla fase A	
5.7 Cálculo de tasa de falla fase B	
5.8 Cálculo de tasa de falla fase C	
5.9 Análisis predictivo fase A	
5.10 Análisis predictivo fase B	
5.11 Análisis predictivo fase C	
5.12 Análisis predictivo mejorado fase A	
5.13 Análisis predictivo mejorado fase B	
5.14 Análisis predictivo mejorado fase C	
5.15 Cuadro comparativo de índices calculados del análisis predictivo	
5.16 Cuadro comparativo de energías calculados del análisis predictivo	
5.17 Presupuesto del proyecto	
5.18 Amortización del proyecto	94

INTRODUCCIÓN

El constante crecimiento de la sociedad actual y la exigencia por recibir un buen servicio, ha motivado desde algún tiempo atrás el enfoque de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, hacia determinar ciertos indicadores que permitan evaluar su desempeño y la calidad de sus sistemas de distribución en periodos de tiempo determinados. Por tal motivo nuestra tesis refiere al análisis de la calidad del servicio técnico en un sistema de distribución, donde el objetivo principal es dar a conocer los distintos tipos de índices de confiabilidad a través del análisis de regulaciones de varios países (Argentina, Nicaragua, España, USA (Texas) y Ecuador), luego ilustrarlos por medio de un estudio de confiabilidad de un sistema real desarrollado a través del método de la frecuencia y duración de las interrupciones y proponer mejoras para la calidad del servicio técnico. En Latinoamérica, Argentina es el país con más experiencia en la aplicación de índices de confiabilidad ya que lleva más años haciendo cumplir sus regulaciones, mientras que en los países desarrollados tales como España y USA (Texas) que llevan más tiempo calculando índices de calidad, realizan un mayor énfasis en la calidad de servicio al cliente. Nicaragua y Ecuador son los menos experimentados de nuestro estudio.

Se ha desarrollado una evaluación de la calidad del servicio técnico en un sector residencial (Cda. Entreríos) atendido por una empresa distribuidora de energía eléctrica (Empresa eléctrica Guayas-Los Ríos), enfocándolo en el análisis de índices de confiabilidad y planteando una alternativa de mejora del sistema de distribución de la ciudadela en estudio, para de esta forma tener un desempeño más eficiente. La alternativa de mejora presenta un análisis de costos de la inversión, el tiempo de amortización y el beneficio que esta produciría para ambas partes.

CAPÍTULO 1

COMPONENTES Y CONFIGURACIÓN DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

1.1. INTRODUCCION

Los sistemas de distribución tienen la función de recibir la energía eléctrica de las grandes fuentes y distribuirla entre los consumidores, a niveles de voltaje y con grados de confiabilidad que representen una buena calidad de energía, resultando un producto adecuado para los diversos tipos de usuarios.

Un sistema de distribución es definido como una parte del sistema de potencia que se encuentra entre las subestaciones de distribución y el equipo de la entrada de servicio de los consumidores. En general, un sistema típico de distribución consta de: **1) circuitos de subtransmisión** con voltajes nominales que suelen estar entre 12.47 y 245 KV, los que entregan la energía eléctrica a las subestaciones de distribución; **2) subestaciones de distribución** que llevan la energía a un voltaje más bajo para la operación de los circuitos primarios y que por lo común incluyen instalaciones para la regulación del voltaje primario; **3) circuitos primarios o alimentadores**, que suelen operar en el rango de 4.16 a 34.5 KV y que alimentan a la carga en una zona geográfica bien definida; **4) transformadores de distribución**, en las capacidades nominales desde 10 hasta 2500 KVA, los cuales pueden instalarse en postes, sobre emplazamientos a niveles del suelo o en bóvedas subterráneas, en la cercanía de los consumidores, y que llevan los voltajes primarios hasta los de utilización;

5) **circuítos secundarios**, al voltaje de utilización, que llevan la energía desde el transformador de distribución, a lo largo de la calle o del lindero posterior de los terrenos, y 6) **ramales de acometida** que entregan la energía desde el secundario al equipo de entrada de servicio del usuario.

Las partes componentes de un sistema típico de distribución se muestran en la figura 1.1 y 1.2:

1. Circuitos de subtransmisión.
2. Subestaciones distribuidoras.
3. Circuitos primarios.
4. Transformadores de distribución.
5. Circuitos secundarios.
6. Acometidas de usuarios.

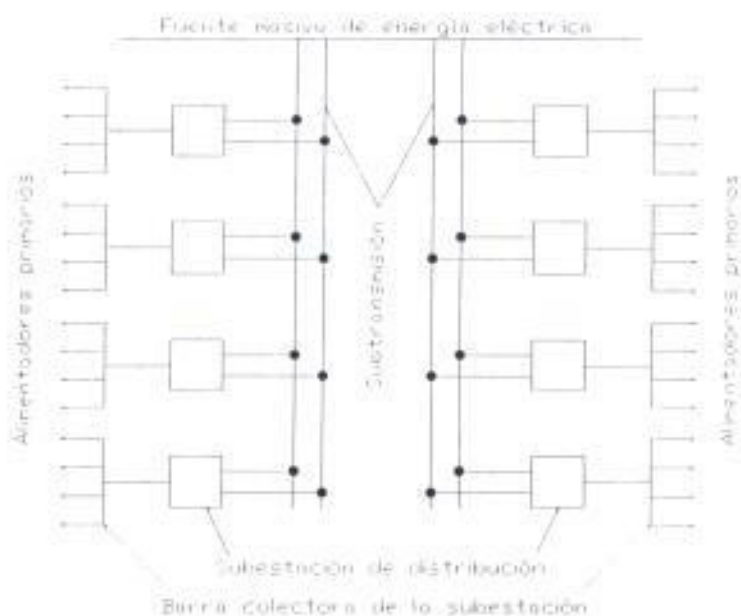


Figura 1.1. Sistema típico de distribución

1.2. SISTEMA DE SUBTRANSMISION

Subtransmisión es aquella parte del sistema de servicio eléctrico que alimenta las subestaciones de distribución, desde las grandes fuentes de energía eléctrica, como son las grandes subestaciones de transmisión o las estaciones generadoras. A su vez, las subestaciones de distribución alimentan los sistemas primarios de distribución. La subtransmisión tiene muchas de las características de la transmisión así como de la distribución, ya que transportan cantidades relativamente grandes de energía eléctrica, de un punto a otro, como la transmisión, y, al mismo tiempo proporciona cobertura de zona, como la distribución.

Algunos sistemas de potencia poseen voltajes de transmisión y de subtransmisión idénticos, mientras que en otros el nivel de voltaje de subtransmisión es distinto y separado. Esto se explica ya que debido a la evolución de los sistemas de servicio eléctrico, el voltaje de transmisión de uso hoy en día tiende a convertirse en el voltaje de subtransmisión de mañana y de la misma manera, el voltaje actual de subtransmisión será el nivel de voltaje de distribución primaria del mañana. En virtud del amplio rango de voltajes utilizados en la subtransmisión y de la amplia variación en las condiciones geográficas y reglamentos locales, los circuitos de subtransmisión a veces se construyen en líneas sobre postes en las calles de las ciudades, en líneas sobre torres o en cables subterráneos.

Los voltajes de los circuitos de subtransmisión van desde 12 hasta 245 KV, pero en la actualidad son más comunes los niveles de 69 como en nuestro país, 115 y 138KV. El uso de los voltajes más elevados está aumentando con rapidez, a medida que crece la utilización de voltajes primarios más altos.

1.4. CIRCUITOS PRIMARIOS

El sistema primario de distribución toma la energía de la barra común de las subestaciones de distribución y la entrega a los devanados de alta de los transformadores de distribución. Los sistemas primarios pueden ser aéreos o subterráneos, los sistemas primarios aéreos operan como circuitos radiales, de la subestación hacia afuera. En la figura 2.2 tenemos el esquema de un alimentador primario típico de una zona mayormente residencial; se utiliza un sistema aéreo de 13.2Y/7.6 KV, la columna vertebral del alimentador principal suele ser un circuito trifásico tetrafilar, del cual se derivan los circuitos monofásicos laterales o ramales, a través de cortacircuitos de fusible para proteger el sistema contra fallas en los circuitos ramales. Los circuitos ramales monofásicos constan de un conductor de fase y el neutro, ya que los transformadores de distribución están conectados entre la fase y el neutro; en este caso tendrían una capacidad nominal de 7200 V.

Las compañías distribuidoras utilizan disyuntores automáticos de reconexión del alimentador y reconectores de línea, par minimizar las interrupciones del servicio. Sin embargo, los problemas serios relacionados con la línea principal causarían una paralización de algunos o de todos los alimentadores hasta que las cuadrillas de reparación de líneas puedan localizar el problema y hacer funcionar manualmente los interruptores de desconexión de la parte superior de los postes, en forma adecuada para aislar el problema y además captar tanta carga como sea posible de los alimentadores adyacentes. Por lo general encontramos este tipo de interruptores tanto en los circuitos principales como en los laterales, como se muestra en la figura 2.2. También, a menudo es posible hacer y quitar conexiones mientras el sistema esta energizado, con el uso de herramientas apropiadas para líneas vivas.

Las averías en los sistemas aéreos de distribución se visualizan con relativa facilidad y los tiempos de reparación son relativamente cortos. De otra manera cuando todo el sistema primario está instalado subterráneo, aunque se espera que la frecuencia con la que ocurren los problemas graves sea menor que en los sistemas aéreos, es probable que el tiempo requerido para señalar la

ubicación del problema y la realización de reparaciones sea mucho mayor que en estos últimos.

Aunque un porcentaje más bien pequeño de los alimentadores nuevos para fines generales se está instalando por completo subterráneo, la tendencia hacia este tipo está aumentando y se espera que siga creciendo. Como es difícil realizar muchas funciones de mantenimiento y operación en un sistema subterráneo mientras está vivo o energizado, en contraste con las prácticas en los sistemas aéreos, se deben tomar providencias específicas en el diseño del sistema para incorporar el equipo necesario para seccionamiento y protección contra sobrecorrientes.

1.5. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Estos transformadores convierten la energía eléctrica de los voltajes primarios (2.4 a 34.5 KV) a los de utilización en las redes secundarias (120 a 600 V). Pueden ser instalados en postes, en bóvedas debajo de las calles, en plataformas a nivel del suelo, dentro de edificios o enterrados directamente, cuando se emplea la construcción subterránea. Existen dos tipos de transformadores: convencionales y autoprotegidos. Los primeros son utilizados para realizar bancos trifásicos pues disponen de dos bushings y los autoprotegidos se los utiliza comúnmente en los postes para redes secundarias monofásicas y su protección de sobrecorriente viene incluida en su interior.

1.6. CIRCUITOS SECUNDARIOS

Esta es la red que se deriva del lado de baja tensión del transformador de distribución que reparte la energía a lo largo de la calle a los usuarios o abonados.

1.7. ACOMETIDAS DE USUARIOS

Este enlaza la red secundaria de baja tensión con los abonados, las acometidas utilizan cables aislados con un calibre que depende de la demanda del usuario y pasan por los aparatos de medición de energía.

1.8. TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

1.8.1. SISTEMA RADIAL

Esta configuración es la más utilizada por su bajo costo, está constituido por alimentadores, derivaciones, transformadores de distribución y equipos de seccionamiento y protección, esta configuración es utilizada en zonas de baja o media densidad de carga, cuando las densidades son altas, se debe recurrir al uso de subestaciones de distribución cerca de los centros de carga, con lo cual disminuimos las pérdidas y las caídas de tensión el uso de estas nos puede ayudar cuando el sistema sufra alguna falla, con la finalidad de transferir carga, cabe destacar que enfocando desde el punto de vista de confiabilidad, es la configuración menos confiable, debido a que en el trayecto solo pasa un alimentador, de tal forma que si existe una falla un gran número de usuarios se quedarían sin servicio.

1.8.2. SISTEMA ANILLO

Por lo general este sistema es una variante de los sistemas radiales, que se utiliza para aumentar la confiabilidad del suministro en los sistemas de distribución, esta configuración nos ayuda a disminuir el número de usuarios desconectados por ciertas fallas, como ejemplo podemos citar el sistema de la figura 1.3.

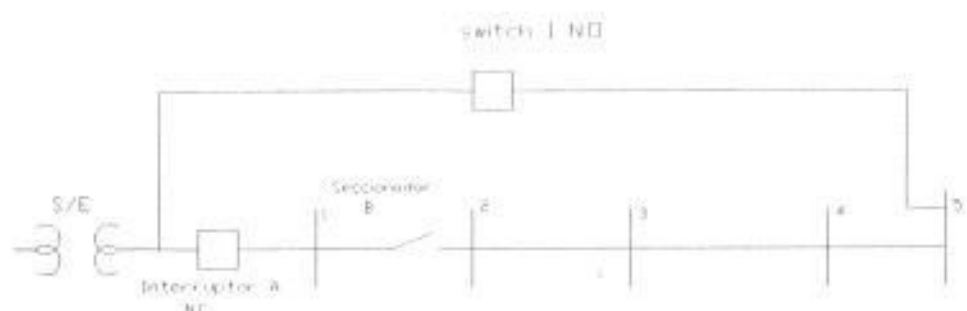


Figura 1.3. Sistema anillo

Si ocurre una falla en la barra 1, los usuarios conectados a los puntos de carga 2, 3, no quedarían sin servicio, ya que luego de que actúe el interruptor A, bastaría con abrir el seccionador B y cerrar el switch normalmente abierto I, manteniendo así una mayor fiabilidad del suministro.

1.8.3. SISTEMA MALLADO

Este sistema está constituido por varias subestaciones transformadoras que tienen su propio circuito de subtransmisión, los cuales están unidos en el lado de media tensión por medio de las redes primarias, donde se les conectan transformadores de distribución que entregan la energía al usuario; esta disposición es utilizada en lugares en los cuales la carga es extremadamente alta y concentrada, ayudando a obtener menos pérdidas y menos caída de tensión, ya que la longitud de los primarios es relativamente corta. Cabe destacar además que esta configuración aumenta la continuidad del suministro debido a su flexibilidad en caso de falla.

CAPITULO 2

EQUIPOS DE PROTECCIÓN UTILIZADOS EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

2.1. INTRODUCCION

En la actualidad la distribución y alimentación de la energía eléctrica exige mayor calidad de servicio, la cual tiene como uno de sus aspectos principales la continuidad del suministro, se puede decir que una red de distribución aumenta su grado de confiabilidad con una adecuada disposición y coordinación de sus equipos de protección. La ventaja que ofrece una red que cumple con lo antes mencionado es que las fallas pueden ser mas rápidamente despejadas y así el personal de mantenimiento podrá restablecer el servicio en el menor tiempo posible.

En el presente capítulo mencionaremos los siguientes equipos haciendo un enfoque hacia la continuidad de suministro: interruptores, reconectores, seccionalizadores, fusibles.

Las causas primarias de fallas en los sistemas de distribución son: los rayos (condiciones atmosféricas), contacto con árboles y fallas en equipos.

Un estudio realizado en USA a 13 compañías indica que en un periodo de 2 años el 79% de las fallas son de fase a tierra, el 85% de las fallas son temporales y las interrupciones en los laterales son mucho mayores que en las troncales del alimentador.

En definitiva la correcta disposición de los dispositivos de protección tienen un gran efecto sobre los índices de confiabilidad.

2.2. INTERRUPTOR



Dispositivo de apertura mecánica capaz de transportar e interrumpir corrientes bajo condiciones normales de un circuito e interrumpir corrientes bajo condiciones anormales tales como un cortocircuito. (Según ANSI/IEEE C37.100-1981)

Se encuentra regularmente en las subestaciones de distribución, a partir del cual se conectan los alimentadores, tiene un grado de confiabilidad muy elevado.

En su funcionamiento censa las corrientes de falla, y luego de un determinado tiempo después de la falla actúa, en la mayoría de los casos es el último en operar, solamente si las demás protecciones no han intervenido, la lógica de la protección radica en lo anterior, ya que si este se acciona los clientes servidos durante la falla, serán un gran número, por lo que una adecuada coordinación es fundamental.

Los interruptores o los reconectores podrían minimizar el número de consumidores afectados para una falla permanente o para una falla temporal, cuando se utiliza algún dispositivo de telemando o de visualización de los puntos de red, ayudando a reducir los tiempos de localización de fallas.

Actualmente los interruptores ofrecen un mayor número de operaciones por lo que tienen un mayor tiempo de vida útil y una frecuencia menor de mantenimiento, lo que se refleja en un aumento de la confiabilidad de los

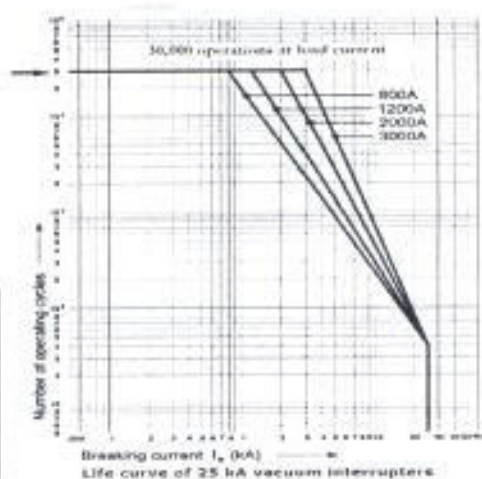
sistemas de distribución, esto se debe a que han quedado de lado el gran número de piezas y dispositivos mecánicos y han sido sustituido por electrónicos y eléctricos (actuadores magnéticos), además actualmente presentan mayor flexibilidad, ya que poseen equipos de supervisión y control de voltajes y corrientes electrónicos de ajuste más fino y sencillo incorporados. A continuación a manera de ejemplo la descripción de un interruptor de la marca ABB



R-MAG

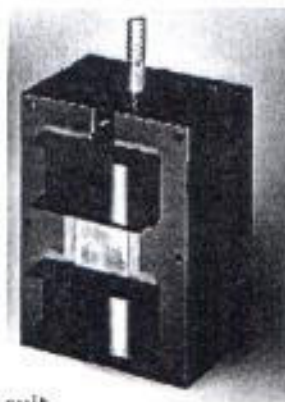
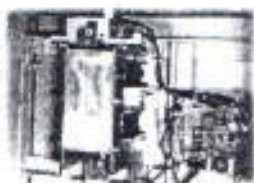
Features:

- Low maintenance
- 10,000 mechanical operations (five times ANSI requirements)
- 2,000 operations between servicing (four times ANSI requirements)
- Simple magnetic actuator
- Vacuum interruption
- Capacitor switching
- Environmentally friendly with no gas or oil interrupting media
- No derating of interrupting capability regardless of reclosing cycle
- Reactor switching



Magnetic actuator drive

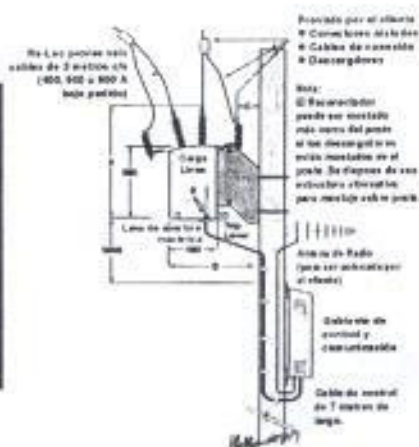
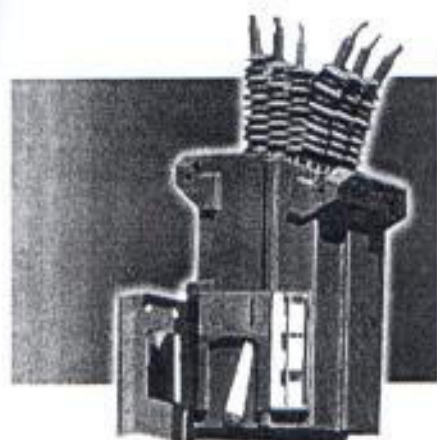
- Very few moving parts
- Long mechanical life—exceeding 1,000,000 operations
- Low energy consumption operating mechanism
- Self diagnostic electronic control unit to monitor and control all switching functions
- Suitable for high speed auto-reclosing
- Manual tripping arrangement
- Mechanical 'on-off' indicator



R-MAG. Circuit-breaker of the high tech generation.



2.3. RECONECTADOR



Dispositivo autocontrolado para interrupción y recierre automático en circuitos de corriente alterna, con una secuencia predeterminada de apertura y cierre, seguida por una fase de restablecimiento, bloqueo de apertura(enclavamiento) y desbloqueo de apertura. (Según ANSI/IEEE C37.100-1981).

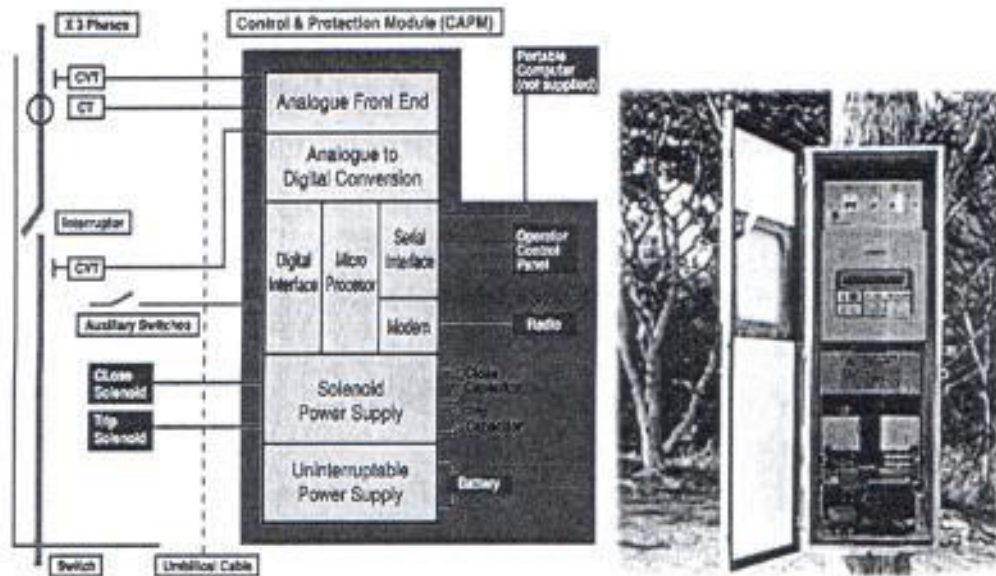
Algunas veces son utilizados en lugar de los interruptores, o en la troncal del alimentador. En las redes en las cuales la mayoría de las fallas son fugaces y desaparecen al cabo de un tiempo, la continuidad del suministro es mejorada utilizando el recierre..

Los reconectadores funcionan con cierres y aperturas, así si una falla se presenta, el reconectador la siente, abre sus contactos y después de un cierto tiempo vuelve a cerrar, si la falla continua vuelve a abrir y luego de un tiempo ligeramente mayor vuelve a cerrar, si la falla continua realizará este proceso; dependiendo de cuantas aperturas y cierres de corto tiempo tenga programada, al final tendrá una apertura de largo tiempo, luego de la cual volverá a cerrar sus contactos y si la falla aún persiste el equipo se desconectará definitivamente, hasta que el personal de mantenimiento solucione el percance y la falla desaparezca después el equipo deberá ser operado para el cierre de sus contactos.

Para aprovechar esta ventaja debe realizarse una correcta coordinación de los fusibles, de tal forma que estos no operen antes.

El principal inconveniente que presentan, es que actualmente existen cargas muy sensibles a este tipo de variaciones, por ejemplo las computadoras, las cuales tienden a desconfigurarse o perder su vida útil si no tienen un UPS de respaldo.

En la actualidad los fabricantes incluyen en los reconectores, sistemas de control y monitoreo en el sitio, así como también opciones de comunicación, que permiten la conexión con un sistema SCADA, lo cual provee la opción de automatización de las redes de distribución.



Entre las ventajas que ofrecen los reconectores sobre los interruptores es que supera ampliamente a los interruptores en cuanto al número de operaciones antes del mantenimiento.

La mayoría de las fallas que se producen son momentáneas, ya sea por caídas de ramas de árboles, acercamiento de aves en las líneas, mal tiempo, etc., razones por las cuales los reconectores nos ayudan a tener una mejor confiabilidad, ya que estas fallas no ameritan una salida permanente de la operación de las líneas y son despejadas rápidamente.

A continuación las características de operación de un fabricante.

Los reconectores **Nu-iec** poseen un relé de protección incorporado cuyas características cumplen con la norma IEC 255. Las configuraciones del relé de protección se programan desde el Panel de Control del Operador.



CARACTERISTICAS DE PROTECCIÓN

Los tiempos muertos (durante el cual el reconnector permanece abierto) se pueden seleccionar individualmente. La secuencia operativa se define por:

Tiempos muertos

- 1) Tiempo muerto 0.5-180 s (calibración con pasos de 1 s)
- 2) Tiempo muerto 2.0-180 s (calibración con pasos de 1 s)
- 3) Tiempo muerto 2.0-180 s (calibración con pasos de 1 s)

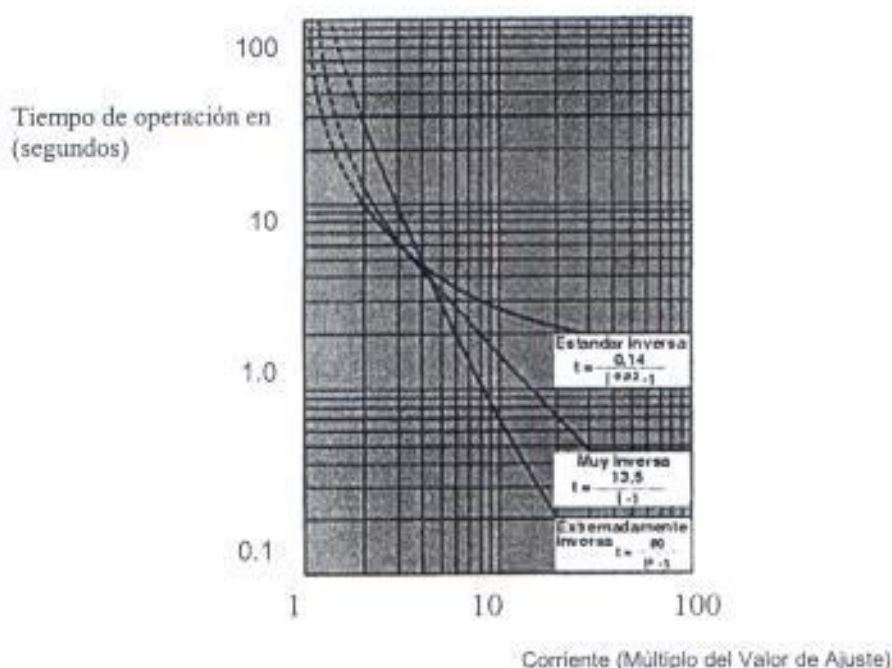
Tiempos de Rearme

5 - 180 segundos en intervalos de 0,1 seg. Cantidad de operaciones de apertura hasta el bloqueo. Estas se pueden seleccionar entre 1 y 4. Se dispone de una opción de protección sensible de falla a tierra. Configuraciones de disparo por fase y falla a tierra. Curvas de Tiempo Inverso. Se pueden seleccionar Curvas de Protección a partir de:

- ESTANDAR INVERSA
- MUY INVERSA
- EXTREMADAMENTE INVERSA

Rango de Corriente: 10 A a 1.200 A en intervalos de 1 A (regímenes más bajos también están disponibles). Multiplicador de Tiempo: 0,05 a 2 veces en intervalos de 0,01. Instantánea: 1 a 30 veces la configuración de tiempo inversa en intervalos de 0,1 veces. (La máxima configuración efectiva es de 12.500 A.). Tiempo Definido (Alternativa del Tiempo Inverso). Rango de Corriente: 10 - 1.200 Amps en intervalos de 1 A. Rango de Tiempo: 1 - 100

segundos en intervalos de 0,1 segundos. Protección sensible de tierra. Rango de Corriente: 4 - 20 A en intervalos de 0,1 A. Tiempo Definido: 0,5 - 100 segundos en intervalos de 0,1 s. Optativo: 1-20 A. Historial de Fallas. Fallas mantenidas en registro: Como mínimo 50 fallas durante por lo menos 2 meses. Datos almacenados: Fecha y hora. Valor de corriente de falla. Número de operaciones de cierre. Estado de bloqueo



La curva anterior nos indica los tiempos de disparo del reconfigurador vs la corriente múltiplo del valor de ajuste, dependiendo de la curva seleccionada para la operación del equipo.

2.4. FUSIBLE

Uno de los dispositivos más usados en los sistemas de distribución para protección del sistema es el fusible. Son idealmente colocados para protección de transformadores, líneas, cables y capacitores.

La protección mediante la interrupción del cortocircuito se obtiene debido a la fusión del elemento que se encuentra en serie con el circuito, este debe soportar sin calentamiento excesivo la corriente nominal y debe fundirse durante un tiempo determinado cuando la corriente supera el límite máximo de fusión previsto, este tiempo depende de la densidad de corriente del elemento fusible. Por lo tanto es importante la selección adecuada de los fusibles para poder realizar una buena coordinación con el resto de dispositivos de protección ya sea aguas arriba o aguas abajo del dispositivo.

Existen así mismo elementos fusibles con características de alto desempeño para una óptima coordinación, como por ejemplo precisión en la característica de tiempo-corriente asegurando de esta manera confiabilidad, selectividad y buena coordinación con dispositivos aguas arriba que deberían tener una operación mucho más lenta o de aguas abajo que deberían tener una operación más rápida. Estos dispositivos se encuentran disponibles en una variedad de rangos de amperajes y diferentes velocidades.

Si analizamos su uso desde el punto de vista de la confiabilidad ayuda sustancialmente, ya que si se lo coloca en los ramales de la red tomando en cuenta una buena coordinación, una falla en una de ellas no causaría ningún efecto sobre los demás ramales teniendo así menos usuarios interrumpidos, siempre y cuando el elemento fusible actúe perfectamente aislando la falla.

En las siguientes gráficas dadas por un fabricante (S&C electric company) podemos diferenciar la completa coordinación entre fusibles bien seleccionados y la limitada coordinación si no escogemos los dispositivos adecuados.

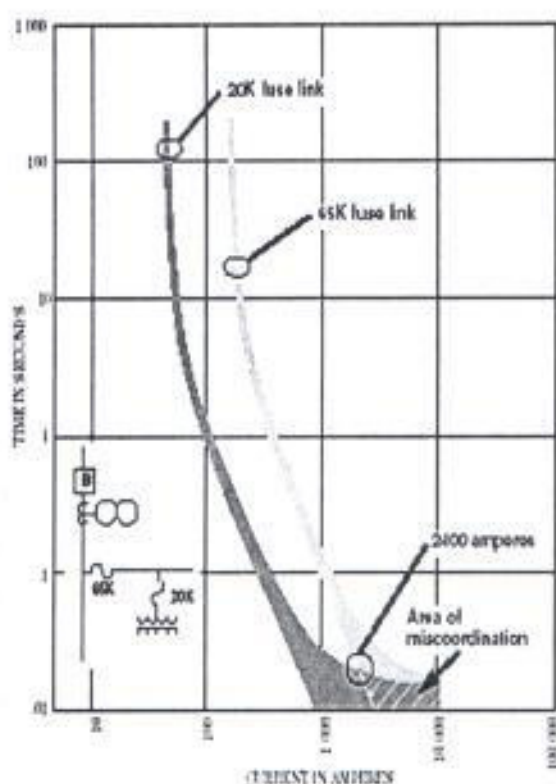


Figure 1. Limited coordination of transformer fuse with lateral fuse.

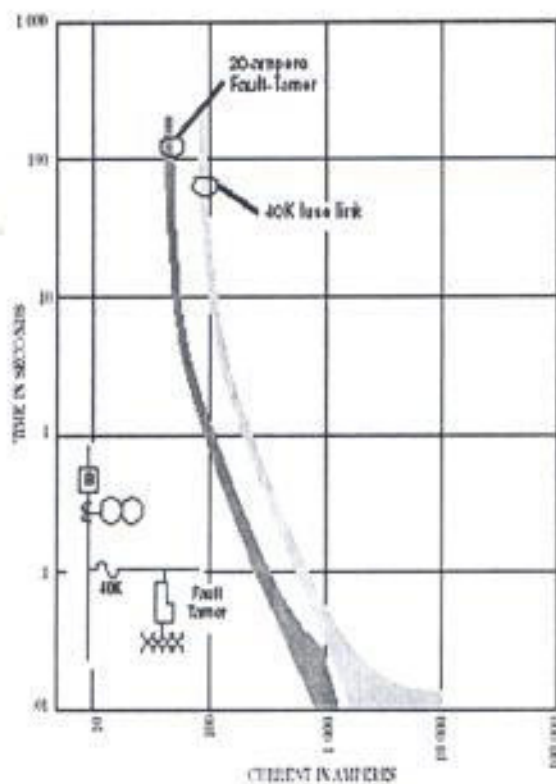


Figure 2. Complete coordination of Fault Tamer with lateral fuse.

En la figura 1 podemos observar la pérdida de coordinación para una falla sobre los 2400 Amps, entre un fusible de 20K usado para protección de un transformador de distribución con uno de 65K de protección para un ramal del alimentador. En este caso podemos decir que como consecuencia de una falla en el primario del transformador se dispararían ambos fusibles dejando así fuera del sistema un mayor número de abonados cuando deberían quedarse fuera solamente los abonados alimentados por el transformador.

Por el contrario en la figura 2 podemos observar la completa coordinación entre dos tipos de fusible usados para la protección de los mismos elementos del sistema como en el acaso anterior. En este caso podemos decir que el despeje rápido de la falla del transformador provocaría que no se accione el fusible de

protección del ramal, dejando de esta forma fuera de servicio solamente los consumidores conectados al transformador afectando de menor magnitud a los índices de confiabilidad del sistema.

2.5 SECCIONALIZADOR

Es un dispositivo utilizado para abrir y cerrar circuitos, muy utilizado para aislar circuitos con fallas en las secciones de línea, algunos tienen capacidad para desconectarse con carga y otros necesitan quitar carga para poder ser operados, pero pueden ser utilizados con un reconectador o un interruptor de respaldo. Un seccionalizador mejora la confiabilidad para fallas permanente, pero si trabaja en conjunto con un reconectador también podría ayudar para fallas temporales.

En el pasado, los equipos de distribución tales como los seccionadores eran utilizados únicamente para soportar el crecimiento de la carga y para realizar transferencias, hoy en día por su versatilidad pueden hasta soportar corrientes de cortocircuito por un lapso determinado y hasta sobrecargas.

Existen ya modelos automáticos que pueden ser configurados para que sean controlados a distancia. De esta forma podrían ser accionados más rápidamente y los consumidores experimentarían un menor tiempo de interrupción.

A continuación presentamos un tipo de seccionador bajo carga para poste con aislamiento de gas SF₆ y con disponibilidad para ser manejado remotamente:



Valores y Especificaciones	Tensión Máxima	12/24kV
	Corriente Nominal	630 A
Capacidad de Interrupción	Poder de Cierre sobre Falla (Vef)	12,5kA
	Poder de Cierre sobre Falla (Pico)	31,5kA
	Corriente de Corta Duración - 3 seg	12,5kA
	Principalmente Activa (fp 0,7)	630 A
	Corriente de Carga en el Cable	25 A
	Corriente de Anillo	630 A
	Corriente de Magnetización	22A
	Cantidad de Operaciones a Corriente Nominal	600
	Cantidad de Operaciones de Cierre sobre Falla	4
	Cantidad de Operaciones sin Carga	3000
Nivel Básico de Aislación-BIL	Fase a Fase + Fase a Tierra	95kV / 150 kV
	A través del Espacio de Aislación	110 kV / 170 kV
Ambiental	Temperatura Ambiente °C	-10 a +50 °C **
	Radiación (max) W/m ²	1,1 W/m ²
	Humedad	0-100%
	Altitud	3000m *
	Peso	125kg

CAPÍTULO 3

CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

3.1. INTRODUCCIÓN

Uno de los aspectos de la calidad de energía más evidentes y que pueden percibir los clientes son las interrupciones y la duración de las mismas, por lo que la calidad del servicio técnico basada en la continuidad del suministro, es uno de los aspectos más importantes a ser evaluados en la calidad del servicio eléctrico, teniendo así el consumidor una referencia del status en que se encuentra su empresa proveedora de energía.

3.2. CONTINUIDAD DEL SERVICIO

Se refiere a la existencia o no de tensión en el punto de alimentación, según la norma UNE-EN5016 existe interrupción de suministro cuando la tensión este por debajo del 1% de la tensión nominal en cualquiera de las fases de alimentación, cabe destacar que dependiendo del tiempo de duración de las interrupciones, se las puede considerar tanto como una falta de continuidad de suministro o como un problema de calidad de onda, de esta forma para evaluar la continuidad de suministro solo se toman en cuenta las interrupciones largas, es decir su tiempo de duración debe ser mayor a 3 min. o mayor a 1 min. dependiendo de la regulación del país en estudio. Las interrupciones que por su tiempo de duración no se consideran largas, se toman como un problema de

calidad de onda, ya que pueden ser producidas por operación de protecciones, reenganches rápidos, rayos, fallas momentáneas, etc.

Las interrupciones de larga duración por lo regular se producen por fallas en las líneas, pérdidas permanentes de aislamiento o equipos defectuosos, por lo que siempre van a necesitar de la acción del personal de mantenimiento, por esta razón los tiempos van a ser mayores.

3.3. ORIGEN DE LAS INTERRUPCIONES

Los sistemas de potencia por lo regular están conformados por 3 partes estructurales que son: generación, transporte y distribución de la energía, la mayor parte de las interrupciones son causadas por las dos últimas ya que la generación por lo regular en países desarrollados esta sobredimensionado de tal manera que es poco probable que se de el caso de desabastecimiento de energía, por otra parte los sistemas de transmisión son mallados y diseñado para soportar la falla de un elemento y a veces hasta 2, en contraposición en distribución donde el numero de fallas es elevado y también donde se ha invertido menos para su mejoramiento, con el criterio de que sus fallas producen interrupciones muy localizadas o sea de manera diferente que si existiera una falla en transmisión donde dejaría desabastecido una buena parte del sistema provocando mucho más pérdidas en este, así si se quiere mejorar la confiabilidad de un sistema de distribución, se deberán realizar muchas pequeñas inversiones, que en conjunto harían una gran inversión.

Varios autores han propuesto la siguiente distinción en lo que se refiere a las interrupciones:

- Interrupciones programadas
- Interrupciones imprevistas o no programadas

Interrupciones programadas

Estas interrupciones como su nombre lo indica son programadas, por lo que el usuario sabe la fecha y hora en la que se producirán. Usualmente ocurren para mantenimiento o expansión del sistema.

Con este tipo de interrupción se produce un menor impacto ya que el usuario puede estar preparado, más aún cuando estas tienen un tiempo mínimo para ser advertidas.

Interrupciones imprevistas o no programadas

Son muy dañinas, ya que los usuarios están desprevenidos y no pueden tomar medidas para aplacar su impacto, estas se dan por diferentes orígenes los que pueden ser: de origen desconocido, climatológicos, externo, interno y de fuerza mayor.

a) Origen climatológico tiene relación con todas las interrupciones que tienen su origen por fenómenos ambientales y climatológicos como: lluvias, nieve, humedad, contaminación, corrosión, etc.

b) Origen externo este incluye todas las interrupciones causadas por agentes externos al sistema, como: caída de árboles, accidentes automovilísticos, personas, etc.

c) Origen interno incluye todas las interrupciones causadas por agentes internos al sistema como: falla de algún elemento de la red, mala operación del sistema, sobrecarga del sistema, falta de mantenimiento, etc.

d) Fuerza mayor incluye los casos extremos de origen externo y climatológico, como huracanes, terremotos, actos terroristas, contaminaciones extremas, etc. Cabe destacar que para que una interrupción sea considerada dentro de este origen, también depende de la apreciación de los entendidos del tema, en el ente regulador.

e) Origen desconocido incluye las interrupciones producidas por causas que no se pueden determinar, por lo regular se producen por transitorios que las protecciones no pueden detectar, por que se dice que no dejan rastro.

3.4. INDICES DE CONFIABILIDAD

El propósito de los índices de confiabilidad es medir la calidad del servicio prestado por la empresa a sus consumidores, enfocado en la continuidad del suministro. Para esto se han adoptado índices basados en la duración y frecuencia de las interrupciones ocurridas en un sistema de distribución, estos indicadores o índices se dividen según la CIER (Comité Internacional de Electricidad Regional) en: indicadores de magnitud de la empresa e indicadores gerenciales. Los indicadores de magnitud de la empresa nos definen criterios válidos para realizar comparaciones de empresas basados en su estructura y tipo de área de concesión. Los indicadores gerenciales nos ayuda a crear una base en cuanto a calidad y productividad que ayudan a evaluar la gestión.

3.4.1. INFORMACIÓN DE MAGNITUD DE LA EMPRESA

La información de magnitud de la empresa considerados son los siguientes:

- a. Cantidad de clientes (urbano, rural)
- b. km. de redes aéreas y subterráneas (AT, MT y BT)
- c. Demanda máxima pico (MW)
- d. Area geográfica de concesión (km²)
- e. Composición de mercado: porcentaje de clientes residenciales, comerciales, industriales, otros.
- f. Consumo anual por consumidor (kWh/cliente)
- g. Población

3.4.2. INDICADORES GERENCIALES

Los indicadores gerenciales se clasifican en tres aspectos:

- Bajo el punto de vista del consumidor
- Bajo el punto de vista del sistema
- Bajo el punto de vista de los componentes

Bajo el punto de vista del consumidor.

Para los indicadores definidos en a), b), c) y d) se podrá realizar una desagregación de acuerdo a la clasificación de las interrupciones según la tensión y/o las causas.

a) Frecuencia Media de Interrupción por Consumidor (Fc).

Es el número de interrupciones que afectaron, en promedio, a cada consumidor del sistema en análisis, durante el período considerado.
donde:

$$F_c = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i)}{C_s}$$

Ca(i): Número de consumidores afectados en la interrupción (i).

Cs : Número total de consumidores del sistema en análisis en el momento actual.

(i) : N° de orden de las interrupciones ocurridas, que varía de 1 a n.

b) Tiempo Total de Interrupción por Consumidor (Tc).

Es el período de tiempo que, en promedio, cada consumidor del sistema en análisis quedó privado del suministro de energía eléctrica, en el período considerado.

$$T_c = \frac{\sum_{i=1}^n Ca(i) \times t(i)}{C_s} \text{ (horas)}$$

Donde:

$t(i)$: Tiempo de duración de la interrupción (i).

c) Duración Media de las Interrupciones (Dc).

Es el período de tiempo que, en promedio, cada consumidor afectado por la interrupción queda privado de suministro de energía eléctrica.

$$Dc = \frac{Tc}{Fc} = \frac{\sum_1^n Ca(i) \times t(i)}{\sum_1^n Ca(i)} \text{ (horas)}$$

donde los componentes de la expresión son los mismos definidos anteriormente.

d) Duración media de reposición o Tiempo medio de atención.

Es la media aritmética de los intervalos de tiempo comprendidos entre la hora de recibida la reclamación del cliente hasta la hora de la completa normalización del servicio de energía.

$$DMR \text{ o } TMA = \frac{\sum_1^n t(i)}{n}$$

donde:

$t(i)$: Tiempo de duración de la interrupción (i).

n : Número de interrupciones ocurridas en la red considerada incluyendo interrupciones que afecten a un único consumidor.

Bajo el punto de vista del sistema

Para los indicadores definidos en a), b) y c) se podrá realizar una desagregación de acuerdo a la clasificación de las interrupciones según la tensión y/o las causas.

a) Frecuencia Media de Interrupción del Sistema (Fs).

Representa el número de interrupciones que afectaron a la potencia media del sistema en análisis durante el período de tiempo considerado.

$$F_s = \frac{\sum_{i=1}^n Pa(i)}{P_s}$$

donde:

Pa(i) : Son los KVA instalados en transformadores de distribución afectados por la interrupción (i).

Ps : Es el total de KVA instalados en transformadores de distribución del sistema en análisis en el momento actual.

(i) : N° de orden de las interrupciones ocurridas, que varía de 1 a n.

b) Tiempo Total de Interrupción del Sistema (Ts):

Representa el tiempo equivalente en el cual toda la potencia del sistema en estudio se vio interrumpida durante el período considerado.

$$T_s = \frac{\sum_{i=1}^n Pa(i) \times t(i)}{P_s} \text{ (horas)}$$

donde:

t(i) : Es el tiempo de duración de la interrupción (i) en horas.

c) Duración Media de las Interrupciones (Ds) :

Representa la duración media de las interrupciones del sistema en estudio durante el período de tiempo considerado.

$$D_s = \frac{T_s}{F_s} = \frac{\sum_1^n Pa(i) \times t(i)}{\sum_1^n Pa(i)} \text{ (horas)}$$

Donde:

Los componentes de la expresión son los mismos definidos anteriormente.

d) Índice de pérdidas en redes de distribución y comercial.

El indicador de Pérdidas de energía es una relación entre la suma de energías generadas y compradas menos la vendida y la suma de energías generada y comprada.

$$P (\%) = \frac{\text{En.ingresada} - \text{En.salida}}{\text{En.ingresada}} \times 100$$

Donde:

$$\text{En.ingresada} = (E_g + E_a + E_c)$$

$$\text{En.salida} = (E_v + I_s)$$

Con:

E_g = energía autogenerada.

E_a = energía comprada a los autoprodutores.

E_c = energía comprada a otras empresas.

E_v = energía vendida a consumidores.

I_s = energía vendida a otras empresas.

a) Considerar como energía comprada y/o vendida a valor real de flujo de energía de entrada y/o salida del sistema, independiente de los valores contratados y/o facturados.

b) Considerar como energía vendida a consumidores los valores reales de consumo, independientemente de los valores mínimos legales utilizados para la facturación.

c) En el caso de no existir equipamiento de medición en los puntos considerados, adoptar el valor utilizado para efectuar la facturación (alumbrado público, etc.).

Bajo el punto de vista de los componentes

Para este indicador se podrá realizar una desagregación de acuerdo a la clasificación de las interrupciones según la tensión.

Interrupciones cada 100 Km o elementos de red (según corresponda) (IKR).

Es una tasa de fallas de elementos de la red. Da una idea del estado de la misma.

$$IKR = \frac{n}{L} \times 100$$

donde:

n : Número de interrupciones ocurridas en la red considerada.

L : Longitud o cantidad (según corresponda) de elementos de la red considerada.

Para este indicador se consideran solo interrupciones forzadas.

Este indicador se deberá seguir por cada elemento dependiendo del tipo de red y del nivel de tensión a la que está conectado.

Estos indicadores se calculan sobre un conjunto de componentes básicos que se detallan:

- Transformadores MT/BT
- Transformadores AT/MT y MT/MT
- Interruptores y reconectores

- Red AT aérea
- Red AT subterránea
- Red MT aérea
- Red MT subterránea
- Red BT aérea
- Red BT subterránea

3.5. ÍNDICES DE EVALUACIÓN UTILIZADOS EN LAS DISTINTAS REGIONES

Los índices de confiabilidad basados en el número de interrupciones y el tiempo de duración de la interrupción, pueden tener muchas interpretaciones dependiendo del aspecto al que se le de más importancia ya sea al número de clientes interrumpidos, a la potencia instalada interrumpida, al tiempo total de interrupciones, etc... Otro aspecto importante que influye en la interpretación de los índices de evaluación es en el tipo de interrupciones que se deben contabilizar para el cálculo de los mismos ya que en algunos países se consideran por ejemplo solamente interrupciones $>$ a 3 minutos y en otros interrupciones \geq a 1 minuto, también algunos no consideran las fallas debido al mal tiempo (condiciones atmosféricas) o separan las interrupciones programadas para el cálculo. Particularmente, en un estudio (Warren 91) recogido de la tesis de Rivier Abad, en Estados Unidos se determinó que:

- El 30% de las compañías distribuidoras calculan sus índices separando las fallas por tormentas.
- El 20% de las compañías distribuidoras separan las interrupciones programadas.

Como vemos podemos obtener distintos resultados de la evaluación, que dependerá de la forma de calcular cada índice, en esta sección veremos entonces los tipos de índices que más se usan para evaluar la calidad del servicio técnico en algunas regiones del mundo, para lo cual los nombramos a continuación:

3.5.1. ÍNDICES INDIVIDUALES DE CLIENTES

La información de este tipo de índice determina la calidad de energía que tiene cada cliente en particular sin importar si tuvieron o no una buena calidad el resto de clientes del entorno, este tipo de índices enfocan la energía como un verdadero producto o bien, que debe satisfacer todas las necesidades del cliente en particular y además tener las garantías necesarias como cualquier otro producto del mercado. Estos índices se basan en los índices básicos de frecuencia y duración de las interrupciones y son los siguientes:

- Número de interrupciones por periodo, (# de int. / periodo)
- Duración media de interrupciones (h / int.): media de la duración de las interrupciones registradas.
- Duración total de las interrupciones (h / periodo): suma de todas las interrupciones registradas en el periodo considerado.
- Energía no suministrada, ENS (Kwh / periodo): al no poder ser medida esta energía lo que se hace es una estimación ya sea por extrapolación utilizando las últimas mediciones o utilizando curvas de carga típicas de acuerdo al tipo de cliente.

Los índices individuales de clientes son parte de los índices usados en Latinoamérica, siendo sus regulaciones de calidad más ambiciosas que países europeos y norteamericanos. En la regulación ecuatoriana este tipo de índices son considerados en la subetapa 2 del proceso de evaluación de la calidad del servicio técnico.

De tal forma que el CONELEC en su regulación indica que sean calculados mediante las siguientes fórmulas:

a) Frecuencia de Interrupciones por número de Consumidores (FAIc)

Representa el número de interrupciones, con duración mayor a tres (3) minutos, que han afectado al Consumidor "c", durante el período de análisis.

$$FAIc = Nc$$

Donde:

FAIc: Frecuencia de las interrupciones que afectaron a cada Consumidor "c", durante el período considerado.

Nc: Número de interrupciones, con duración mayor a tres minutos, que afectaron al Consumidor "c", durante el período de análisis.

b) Duración de las Interrupciones por Consumidor (DAIc)

Es la sumatoria de las duraciones individuales ponderadas de todas las interrupciones en el suministro de electricidad al Consumidor "c", durante el período de control.

$$DAIc = \sum_i (Ki * dic)$$

Donde:

dic: Duración individual de la interrupción "i" al Consumidor "c" en horas

Ki : Factor de ponderación de las interrupciones

Ki = 1.0 para interrupciones no programadas

Ki = 0.5 para interrupciones programadas por el Distribuidor, para el mantenimiento o ampliación de las redes; siempre que hayan sido notificadas a los Consumidores con una anticipación mínima de 48 horas, con horas precisas de inicio y culminación de trabajos.

Y en caso de haberse excedido los valores límites admisibles de estos índices de calidad de servicio, aplicables durante la Subetapa 2, se calculará la Energía No Suministrada (ENS), mediante fórmulas que se dictarán y analizarán por países en el capítulo siguiente, en la parte de penalizaciones.

3.5.2. INDICES DEL SISTEMA

Los índices del sistema a diferencia de los individuales evalúan la continuidad del suministro en forma global, regional o por zonas involucrando un conjunto de clientes de manera que podría existir clientes con una mala continuidad de servicio en una zona donde los índices de sistema indiquen lo contrario ya que usualmente estos tipos de índices son una media de los índices individuales, que demuestran el estado medio de la calidad de la zona considerada.

Al igual que los índices individuales, los índices del sistema también se basan en la frecuencia y duración de las interrupciones donde para su cálculo además se necesita conocer número de clientes conectados y desconectados, potencia instalada y desconectada, etc...según su enfoque ya sea orientado a clientes, potencia o energía. Cabe indicar que estos son los índices más usados en las distintas regulaciones internacionales revisadas y se subdividen en:

- Índices basados en clientes
- Índices basados en potencia
- Índices basados en energía

Índices basados en clientes.

En el marco regulatorio ecuatoriano dado por el CONELEC estos indicadores no son requeridos para la evaluación de la continuidad del servicio a las empresas distribuidoras, de hecho según las regulaciones internacionales revisadas lo utiliza Estados Unidos y en España adaptados a su entorno fueron en su momento recogidos en el Real Decreto sobre la Calidad del Servicio de la Energía Eléctrica 1075/1986 que no llegó a aplicarse, de acuerdo a lo referido en la tesis doctoral de Rivier Abad.

Los índices los definimos a continuación:

a) Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema.

Es el promedio de interrupciones de un cliente en el sistema. Este índice usado en España es llamado NIA (número de interrupciones por abonado) y su equivalente anglosajón usado en Estados Unidos es el SAIFI (system average interruption frequency index).

$$SAIFI = \frac{\text{Número Total de Consumidores Interrumpidos}}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \cong NIA$$

donde:

λ_i : Tasa de falla

N_i : Número total de consumidores en el punto de carga i .

b) Índice de la duración de interrupción promedio del sistema.

Es el período de tiempo que, en promedio, cada consumidor del sistema en análisis quedó privado del suministro de energía eléctrica, en el período considerado. Este índice en España toma el nombre de TIEB (tiempo de interrupción equivalente en baja tensión) y su equivalente anglosajón es SAIDI (system average interruption duration index) la diferencia es que el TIEB se lo usa solo para abonados en baja tensión y mide el tiempo en minutos mientras que el SAIDI se lo puede usar para cualquier tipo de consumidor y el tiempo se lo mide en horas.

$$SAIDI = \frac{\text{Suma de Productos de la Duracion de Interr. x Consumidores Interr.}}{\text{Número Total de Consumidores Servidos}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \cong TIEB$$

donde:

U_i : Tiempo de interrupción anual.

c) **Índice de disponibilidad de servicio promedio.**

Es el tiempo en horas que el servicio estuvo disponible sobre el total de las horas de servicio demandado. Este tipo de índice lo usa Estados Unidos y se lo denomina ASAI (average system availability index) mientras que su equivalente en España podría ser el IIS o también llamado el ASUI que significa índice de indisponibilidad de servicio, su diferencia está en que el IIS mide la **indisponibilidad** en minutos y en porcentaje, mientras que el ASAI mide la **disponibilidad** en horas.

$$ASAI = \frac{\text{Consumidores} \cdot \text{horas de servicio disponible}}{\text{Consumidor} \cdot \text{horas demandadas}} = \frac{\sum Ni \cdot 8760 - \sum Ui Ni}{\sum Ni \cdot 8760}$$

$$IIS = \frac{\text{Suma de minutos de interrupción a abonados}}{\text{Número total de minutos demandados}} \cdot 100 \equiv (1 - ASAI) \cdot 100 = ASUI$$

donde:

Los componentes de la expresión son los mismos definidos anteriormente.

d) **Índice de frecuencia de interrupción promedio de consumidores.**

Es la frecuencia de interrupciones que suceden en los clientes interrumpidos del sistema y se lo denomina CAIFI por su siglas inglesas (customer average interruption frequency index), este índice se podría parecer mucho al SAIFI, pero su diferencia es que el CAIFI es enfocado a clientes que han sido afectados mientras que el SAIFI promedia con todos los clientes afectados y no afectados. Este índice es usado por los Estados Unidos.

$$CAIFI = \frac{\text{Número total de interrupciones al consumidor}}{\text{Número total de consumidores afectados}} = \frac{\sum \lambda_i Ni}{Na}$$

donde:

N_a : Total de consumidores afectados, contabilizado una sola vez sin importar el # de interrupciones que haya experimentado en el periodo considerado.

e) Índice de duración de interrupción promedio de consumidores.

Es la duración de interrupciones que suceden en los clientes interrumpidos del sistema y se lo denomina CAIDI por su siglas inglesas (customer average interruption duration index), este índice se podría parecer mucho al SAIDI, pero su diferencia es que el CAIDI es enfocado a clientes que han sido interrumpidos mientras que el SAIDI promedia con todos los clientes afectados y no afectados. Este índice es usado por los Estados Unidos.

$$CAIDI = \frac{\text{Suma de los productos de la duración de interr. por el \# consumidor}}{\text{Número total de consumidores afectados}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i}$$

donde:

Los componentes de la expresión son los mismos definidos anteriormente.

Índices basados en potencia

Los índices basados en potencia son los que el CONELEC exige en la Subetapa 1, que se evalúen en las empresas de distribución, a continuación nombraremos los utilizados en nuestro país y sus semejantes de las distintas regiones revisadas.

a) Frecuencia Media de Interrupción por KVA nominal instalado (FMIK).

Demuestra el número de interrupciones que la potencia media del sistema en análisis fue afectada, durante el periodo de tiempo considerado.

$$FMIK = \frac{\text{KVA nominales fuera de servicio}}{\text{KVA nominales instalados}} = \frac{\sum \text{KVA fallado}}{\text{KVA inst.}} = NIEPI \approx ASIFI$$

Este índice es comúnmente presentado en los reportes de las distribuidoras que son enviados al CONELEC al igual que el de duración TTIK que veremos a continuación, el índice equivalente español es el NIEPI (número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada) que también es muy usado para su evaluación del servicio técnico, el semejante usado en Estados Unidos podría ser ASIFI (average system interruption frequency index) que tiene como diferencia el uso de la potencia conectada para su evaluación mientras que el índice ecuatoriano y español trabaja con la potencia nominal instalada.

b) Tiempo Total de Interrupción por KVA nominal instalado (TTIK).

Demuestra la duración promedio de las interrupciones que afectaron a la potencia media del sistema en análisis, durante el periodo de tiempo considerado.

$$TTIK = \frac{\text{KVA nominales fuera de servicio} \times \text{Tiempo fuera de servicio}}{\text{KVA nominales instalados}} = \frac{\sum \text{KVA fallado} \times T_{fs}}{\text{KVA inst.}} = TIEPI \approx ASID.$$

Este índice tanto como el de frecuencia nombrado anteriormente, son muy usados en Ecuador y España, siendo en este último su equivalente el TIEPI (tiempo de interrupción equivalente de la potencia instalada) y su equivalente anglosajón el ASIDI (average system interruption duration index) manteniéndose la misma diferencia que en el índice anterior al usar la potencia conectada mas no la instalada para su evaluación.

Además de estos índices la regulación española también considera los siguientes índices basados en potencia:

- Índice de indisponibilidad de la potencia instalada.

$$ISS = \frac{\text{Potencia instalada interrumpida(KVA)} \times \text{las horas interrumpidas}}{\text{Potencia total instalada(KVA)} \times \text{horas totales del periodo}}$$

Este índice se asemeja al IIS (índice de indisponibilidad de servicio) con la diferencia que no es basado en clientes sino en la potencia instalada.

- Tiempo de interrupción equivalente de la potencia demandada.

$$TIEPED = \frac{\text{KVA demandados interrumpidos} \times \text{Tiempo fuera de servicio}}{\text{KVA totales demandados}}$$

Este índice es equivalente al anglosajón ASIDI visto anteriormente donde trabaja con la potencia conectada y no con la instalada como el TIEPI y TTIK y esta dado en minutos.

Índices basados en energía

En estos índices es importante definir la forma de estimación de la energía no suministrada ya que esta no puede ser medida.

Energía no suministrada (ENS).

Es la suma de las energías no suministradas en todas las interrupciones dada en KWH. Su equivalente español es el mismo y el anglosajón de la misma manera ENS (energy not supplied).

A partir de este índice podemos obtener otros 2 índices basados en energía que son: el AENS (energía promedio no suplida) que está dado por el ENS dividido para el número total de consumidores servidos (Ni) y el ACCI (índice de corte de carga promedio de consumidores) que está dado por el ENS dividido para el número total de consumidores afectados (Na).

Estos índices según la regulación del CONELEC como vimos al inicio son aplicados cuando los demás índices de evaluación de cada subetapa rebasan los valores máximos permisibles, teniendo así una forma de evaluar para cada subetapa. La forma de evaluar este tipo de índice varía de acuerdo a la regulación de cada país y será analizado más ampliamente en el capítulo siguiente, en la parte de penalizaciones.

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS REGULACIONES DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO EN ALGUNAS REGIONES.

4.1. INTRODUCCIÓN

Considerando las exigencias crecientes del mercado eléctrico, los países se han visto en la necesidad de crear órganos reguladores que velen por el cumplimiento de ciertos niveles de calidad y establezcan procedimientos de evaluación a ser observados por parte de las Empresas Distribuidoras.

En este capítulo realizaremos un análisis enfocado a la práctica actual de la evaluación de la calidad del servicio técnico, basado en las regulaciones de distintos países. La calidad del servicio técnico será evaluada como ya se mencionó en el capítulo 3, en base a la frecuencia y duración de las interrupciones, cabe indicar que el control de la mayoría de las regulaciones, en especial las de los países latinoamericanos, se las realiza en periodos de tiempo denominados como Etapas.

4.2. ARGENTINA

De todos nuestros países en análisis, Argentina es el que lleva más tiempo en el control y evaluación de la calidad del servicio técnico en Sudamérica.

En la regulación argentina controlada por el **ENTE** (Ente Nacional Regulador de la Electricidad), se considera dos etapas denominadas, Etapa 1 y Etapa 2,

además de una etapa preliminar de un año, donde el regulador y el regulado, o sea la distribuidora, establecen los mecanismos de control de calidad.

INDICES DE FRECUENCIA Y DURACIÓN DE LA INTERRUPCIONES

En la etapa 1 de tres años de duración, para la medición de la calidad del servicio técnico se usan índices enfocados al sistema, que miden el número y la duración de las interrupciones en MT (media tensión) estos son el FMIK frecuencia media de interrupciones por KVA nominal instalado y el TTIK tiempo total interrupciones por KVA nominal instalado; y el FMIT frecuencia media de interrupciones por transformador y el TTIT tiempo total de interrupciones por transformador, teniendo para cada uno de ellos un límite máximo permisible que varía cada semestre, durante el periodo, poniéndose cada vez más exigente.

Desde 1997, Argentina se encuentra en la Etapa 2 de su regulación, etapa en donde el control del servicio técnico se vuelve un poco más particular mediante índices individuales de continuidad orientados hacia cada cliente o usuario, que son las sumatorias de las interrupciones FAIc y duraciones individuales de todas las interrupciones DAiC en el suministro de electricidad a cada consumidor en el período de análisis de seis meses, diferenciando entre clientes de AT, MT y BT. El cálculo de estos índices ya fueron estudiados en el capítulo anterior.

SISTEMA DE CONTROL Y PENALIZACIONES

Si la Distribuidora rebasara los límites máximos permisibles (tabla 4.1) fijados por el órgano regulador, deberá ser penalizada e indemnizará a los usuarios por la energía no suministrada a manera de un crédito en sus facturaciones mensuales o bimestrales del semestre inmediatamente posterior al semestre controlado. En el cálculo de los índices considerados en cada etapa, se contabilizará tanto las interrupciones programadas como las no programadas;

además de esto es también responsabilidad de la distribuidora poder suplir la demanda requerida por los clientes en cualquier momento es decir se considerará también interrupciones por factores externos ya sea por fallas en el sistema de transmisión o de generación.

TIPOS DE CLIENTES		NÚMERO DE INTERRUPCIONES FAIc (Int. / Semestre)	DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES DAIc (Horas/Semestre)
<i>Clientes AT</i>		3	2
<i>Clientes MT</i>		4	3
<i>Clientes BT</i>	<i>Grandes</i>	6	6
	<i>Pequeños</i>		10

Tabla 4.1

La energía no suministrada se calculará en base a la siguiente expresión:

$$\text{ENS(kWh)} = \text{SUM}_i (\text{EA}/525600 * \text{Ki})$$

Donde:

SUM_i : sumatoria de los *i* minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites aquí establecidos.

EA : total de energía facturada al usuario para el que se está calculando la bonificación, en los últimos doce meses.

K_i : factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria.

El costo de la penalidad por energía no suministrada va de acuerdo a la categoría tarifaria, así sus valores podrían ir desde 1,40 US\$/kWh a 2,71 US\$/kWh. Cabe destacar que este índice es proporcional a la curva de carga

de cada tipo de cliente, es decir si la falta de suministro ocurre en horas de mayor demanda el Ki será mayor dando como resultado un mayor ENS.

Para el control del servicio técnico el órgano regulador **ENTE** exigirá a la Distribuidora la información necesaria que será organizada en: bases de datos e informes semestrales. Las bases de datos contendrán toda la información acerca de las faltas de suministros incluyendo todas las operaciones realizadas para la reposición del sistema y también contendrá los esquemas de alimentación de cada usuario es decir el alimentador de BT, centro de MT/BT, alimentador de MT, transformador de AT/MT, subestación de AT/MT y red de AT.

Estas bases de datos se relacionarán con los archivos de facturación y permitirán el cálculo de la ENS a cada uno de los usuarios.

4.3. NICARAGUA

El órgano regulador nicaragüense **INE** (Instituto Nicaragüense de Energía), al igual que otros países de nuestro estudio, establece el cumplimiento de los parámetros de calidad en forma gradual, a través de periodos de tiempo denominado Etapas. Consta de 4 Etapas: Etapa Preliminar, Etapa de Prueba, Etapa 1 y Etapa 2; de las cuales las dos primeras no son penalizadas por el incumplimiento de los valores máximos permisibles; en la Etapa Preliminar al igual que en Argentina, la **Distribuidora** y el **INE** establecen los procedimientos y métodos para la recopilación de la información básica para el control de los Índices de Calidad, que luego se calcularán para ser revisados y ajustados con el **INE**. En la Etapa de Prueba de un año de duración, se calculará y se reportará los índices de calidad de la forma en que se evaluará en la Etapa 1, de acuerdo a lo establecido en la Etapa Preliminar, en caso de rebasar los límites establecidos se calculará los respectivos descuentos tarifarios en base a la ENS (energía no suministrada), pero no se las hará efectivas en las planillas de los clientes. En las etapas siguientes serán efectivas las penalizaciones por

incumplimiento de los límites establecidos, en donde para la Etapa 1 se usará índices globales para el sistema y en la Etapa 2 índices individuales por cliente.

ÍNDICES DE FRECUENCIA Y DURACIÓN DE LA INTERRUPCIONES

En la etapa 1 de tres años de duración, dividida a su vez en tres sub-etapas, se realiza la medición de la calidad del servicio técnico usando índices enfocados al sistema, que miden el número y la duración de las interrupciones en la red de distribución (media tensión y/o baja tensión) estos son: el FMIK frecuencia media de interrupciones por KVA nominal instalado y el TTIK tiempo total interrupciones por KVA nominal instalado; teniendo para cada uno de ellos un límite máximo permisible que varía cada año (tabla 4.2), poniéndose cada vez más exigente.

<i>INDICE</i>	<i>SUBETAPA 1</i>	<i>SUBETAPA 2</i>	<i>SUBETAPA 3</i>
FMIK	2.5 int./semestre	2.1 int./semestre	1.8 int./semestre
TTIK	7 hrs./semestre	5.8 hrs./semestre	4.6 hrs./semestre

Tabla 4.2

La Etapa 2 de la regulación nicaragüense al igual que la argentina, el control del servicio técnico se vuelve un poco más particular mediante índices individuales de continuidad orientados hacia cada cliente o usuario, que son las sumatorias de las interrupciones FAIc y duraciones individuales de todas las interrupciones DAIC en el suministro de electricidad a cada consumidor en el período de análisis de seis meses, diferenciando entre clientes de AT, MT y BT; teniendo así para cada tipo de cliente valores máximos permisibles (Tabla 4.3).

TIPOS DE CLIENTES		NÚMERO DE INTERRUPCIONES FAIc (Int. / Semestre)	DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES DAIc (Horas/Semestre)
<i>Cientes AT</i>		3	2
<i>Cientes MT</i>		4	3
<i>Cientes BT</i>	<i>Grandes</i>	6	4
	<i>Pequeños y Medianos</i>	8	8

Tabla 4.3

SISTEMA DE CONTROL Y PENALIZACIONES

Si la Distribuidora rebasara los límites máximos permisibles (tabla 4.2 y 4.3) fijados por el órgano regulador, deberá ser penalizada e indemnizará a los usuarios por la energía no suministrada a manera de un crédito en sus facturación del semestre inmediatamente posterior al semestre controlado. En el cálculo de los índices considerados en cada etapa, no se contabilizará las interrupciones programadas ni las de fuerza mayor; además de esto para el cómputo se considerará solo las fallas internas a la red de distribución.

Para la Etapa 1 la energía no suministrada se calculará en base a la siguientes expresiones dadas por subetapas:

Subetapa 1 / causas internas.

Si se excede FMIK:

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 2,5) * (\text{TTIK/FMIK})_{\text{registrado}} * \text{Pti.}$$

Donde Pti es el cociente entre la energía facturada por cada Empresa de Distribución en el semestre inmediato anterior al semestre controlado, y la cantidad total de horas del semestre correspondiente.

Si se excede TTIK:

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 7) * \text{Pti.}$$

Subetapa 2 / causas internas.

Si se excede FMIK:

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 2,1) * (\text{TTIK/FMIK}) \text{registrado} * \text{Pti.}$$

Si se excede TTIK

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 5,8) * \text{Pti.}$$

Subetapa 3 / causas internas.

Si se excede FMIK:

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{FMIK registrado} - 1,8) * (\text{TTIK/FMIK}) \text{registrado} * \text{Pti.}$$

Si se excede TTIK:

$$\text{ENS (kWh)} = (\text{TTIK registrado} - 4,6) * \text{Pti.}$$

Los descuentos tarifarios se determinarán sobre la base de la energía no suministrada. Cada kWh no suministrado a compensar se valorizará a 0,42 \$/kWh.

Para la Etapa 2 la energía no suministrada se calculará en base a la siguiente expresión:

$$\text{ENS(kWh)} = \text{SUM}_i (\text{EA}/525600 * \text{Ki})$$

Donde:

SUMi : sumatoria de los i minutos en que el usuario no tuvo servicio por encima de los límites aquí establecidos.

EA : total de energía facturada al usuario para el que se está calculando la bonificación, en los últimos doce meses.

Ki : factor representativo de las curvas de carga de cada categoría tarifaria.

El costo de la penalidad por energía no suministrada va de acuerdo a la categoría tarifaria, así sus valores podrían ir desde 0,5 US\$/kWh para tarifa pequeñas demandas, 0,70 US\$/kWh para tarifa medianas demandas hasta 1,00 US\$/kWh para tarifa grandes demandas. Cabe destacar que este índice es proporcional a la curva de carga de cada tipo de cliente, es decir si la falta de suministro ocurre en horas de mayor demanda el Ki será mayor dando como resultado un mayor ENS. Este valor de Ki será determinado por el **INE** luego que la **Distribuidora** realice las mediciones y obtenga la curva de carga para cada categoría tarifaria durante la Etapa 1, de acuerdo a lo establecido por la regulación.

Para el control del servicio técnico el órgano regulador **INE** exigirá a la Distribuidora la información necesaria que será organizada en: bases de datos e informes semestrales. Para la Etapa 1 la **Distribuidora** entregará el registro de las interrupciones y la determinación de los indicadores, que se realizarán mediante un sistema informático previamente aprobado por el **INE**. Para la Etapa 2 el **INE** receptorá las bases de datos que contendrán toda la información acerca de las faltas de suministros incluyendo todas las operaciones realizadas para la reposición del sistema y también contendrá los esquemas de alimentación de cada usuario es decir el alimentador de BT, centro de MT/BT, alimentador de MT, transformador de AT/MT, subestación de AT/MT y red de AT.

Estas bases de datos se relacionarán con los archivos de facturación y permitirán el cálculo de la ENS a cada uno de los usuarios.

4.4. ESPAÑA

El órgano regulador español **CNE** (Comisión Nacional de Energía), establece el cumplimiento de los parámetros de calidad a través de índices zonales (globales de sistema) e índices individuales (por consumidor) por períodos de un año. Cabe destacar que tanto los índices zonales como individuales son calculados para cada período y no existe discriminación por etapas, los índices individuales por consumidor son los únicos penalizados en caso de rebasar los límites establecidos, mientras que los índices zonales son simplemente publicados ejerciendo de esta manera presión sobre la imagen de la Distribuidora, incentivándola así a mejorar su gestión de calidad. En la regulación española, los Distribuidores podrán pactar con los consumidores o con los comercializadores que representen a los consumidores cualificados, el establecimiento de una calidad especial, superior a los de la regulación y con efectos exclusivamente privados, siempre y cuando no exista discriminación entre consumidores o sujetos cualificados de características similares.

ÍNDICES DE FRECUENCIA Y DURACIÓN DE LA INTERRUPCIONES

La regulación española exige que cada Distribuidor realice la medición de la calidad del servicio técnico usando índices enfocados al sistema, que miden el número y la duración de las interrupciones en la red de distribución (media tensión) estos son: el NIEPI número de interrupciones equivalentes de la potencia instalada, el TIEPI tiempo de interrupciones equivalentes de la potencia instalada y el Percentil 80 del TIEPI que es el valor del TIEPI que no es superado por el 80% de los municipios del ámbito provincial definido. A su vez el órgano regulador exige que se presenten también los cálculos de índices individuales de continuidad orientados hacia cada cliente o usuario, que son las sumatorias de las interrupciones y duraciones individuales de todas las interrupciones en el suministro de electricidad a cada consumidor en el período de análisis de un año, diferenciando entre clientes de MT y BT; teniendo así

para cada tipo de cliente valores máximos permisibles de acuerdo al tipo de zona donde se encuentre el cliente (Tabla 4.7 y Tabla 4.8), ya sea esta Urbana (> 20000 suministros), Semiurbana (2000<suministros<20000), Rural Concentrada (200<suministros<2000), Rural Dispersa (< 200 suministros).

TIPOS DE ZONA	NÚMERO DE INTERRUPTIONES FAIc (Int. / Año)	DURACIÓN DE LAS INTERRUPTIONES DAIc (Horas / Año)
<i>Zona Urbana</i>	4	8
<i>Zona Semiurbana</i>	8	12
<i>Zona Rural Concentrada</i>	12	15
<i>Zona Rural Dispersa</i>	16	20

Tabla 4.4 Media Tensión (de 1 a 36 KV)

TIPOS DE ZONA	NÚMERO DE INTERRUPTIONES FAIc (Int. / Año)	DURACIÓN DE LAS INTERRUPTIONES DAIc (Horas / Año)
<i>Zona Urbana</i>	6	12
<i>Zona Semiurbana</i>	10	15
<i>Zona Rural Concentrada</i>	15	18
<i>Zona Rural Dispersa</i>	20	24

Tabla 4.5 Baja Tensión (menor que 1 KV)

SISTEMA DE CONTROL Y PENALIZACIONES

Si la Distribuidora rebasara los límites máximos permisibles (tabla 4.7 y 4.8) fijados por el órgano regulador, deberá ser penalizada e indemnizará a los usuarios por la energía no suministrada a manera de un crédito en sus facturaciones del primer trimestre del año inmediatamente posterior al año controlado. En el cálculo de los Índices individuales considerados para el período de medición, no se contabilizará las interrupciones programadas ni las de fuerza mayor; además de esto para el cómputo se considerará solo las fallas internas a la red de distribución. En el cálculo de los Índices Zonales, los cuales como ya mencionamos no serán penalizados, deberán estar dentro de los siguientes límites (Tabla 4.9):

TIPOS DE ZONA	TIEPI (Horas / Año)	PERCENTIL 80 DEL TIEPI (Horas / Año)	NIEPI (Int. / Año)
<i>Zona Urbana</i>	2	3	4
<i>Zona Semiurbana</i>	4	6	6
<i>Zona Rural Concentrada</i>	8	12	10
<i>Zona Rural Dispersa</i>	12	18	15

Tabla 4.6

Ningún municipio deberá superar el valor del percentil 80 del TIEPI durante más de dos años consecutivos.

Si bien es cierto que la calidad zonal no se penaliza, la reguladora exige a la distribuidora que presente un plan de mejora de la calidad zonal para el área en la cual contenga los límites más bajos que deberá ser planificado en el lapso de seis meses contados a partir de la presentación del requerimiento. Cabe destacar que el 50 % del costo del proyecto es asumido por la Distribuidora siendo el restante cubierto por los usuarios desglosado en el 60% para la zona rural, 30% para la zona semiurbana y 10% para la zona urbana. Si después de

la ejecución del plan se continúa superando los límites, el Regulador exigirá a la Distribuidora la elaboración de otro plan de mejora donde sus costos serán asumidos totalmente por parte de dicha empresa.

La energía no suministrada se calculará en base a la siguientes expresiones dadas :

- Para consumidores a tarifa:

a) Si: $FAIc > LimFAIc$

$$ENS = (FAIc - LimFAIc) * \frac{DAIc}{8} * \frac{ETF}{THPA}$$

Para los descuentos de facturación en este caso, la ENS será multiplicada por el precio del Kwh.

b) Si: $DAIc > LimDAIc$

$$ENS = (DAIc - LimDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

Para los descuentos de facturación en este caso, la ENS será multiplicada por 5 veces el precio del Kwh.

c) Si: $FAIc > LimFAIc$ y $DAIc > LimDAIc$;

Para los descuentos de facturación en este caso, se tomará la que mas le convenga al consumidor.

- Para consumidores cualificados:

1.- Por los peajes o tarifas de accesos se aplicará:

a) Si: $FAIc > LimFAIc$

$$ENS = (FAIc - LimFAIc) * \frac{DAIc}{8} * \frac{ETF}{THPA}$$

Para los descuentos de facturación en este caso, la ENS será multiplicada por el precio del Kwh.

b) Si: $DAIc > LimDAIc$

$$ENS = (DAIc - LimDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

Para los descuentos de facturación en este caso, la ENS será multiplicada por 5 veces el precio del Kwh.

c) Si: $FAIc > LimFAIc$ y $DAIc > LimDAIc$;

Para los descuentos de facturación en este caso, se tomará la que mas le convenga al consumidor.

2.- Por la energía dejada de suministrar:

a) Si: $FAIc > LimFAIc$

$$ENS = (FAIc - LimFAIc) * \frac{DAIc}{8} * \frac{ETF}{THPA}$$

Para los descuentos de facturación en este caso, la ENS será multiplicada por el precio final horario medio anual del Kwh.

b) Si: $DAIc > LimDAIc$

$$ENS = (DAIc - LimDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

Para los descuentos de facturación en este caso, la ENS será multiplicada por 5 veces el precio final horario medio anual del Kwh.

c) Si: $FAIc > LimFAIc$ y $DAIc > LimDAIc$;

Para los descuentos de facturación en este caso, se tomará la que más le convenga al consumidor.

Para el control del servicio técnico el órgano regulador exigirá a la Distribuidora la información necesaria que será organizada en: bases de datos e informes semestrales. Es decir entregará el registro de las interrupciones y la determinación de los indicadores, que se realizarán mediante un sistema informático previamente aprobado. Además se deberá disponer de la información de los registros durante los últimos cuatro años.

4.5. TEXAS

En Texas la Public Utility Regulatory Act (PURA), establece el cumplimiento de los parámetros de calidad a través de índices zonales (globales de sistema) e índices por alimentador, en periodos de un año. Cabe destacar que la obtención de los límites para cada tipo de índice son producto de promedio de índices calculados anteriormente, ajustados en cierto grado de flexibilidad.

ÍNDICES DE FRECUENCIA Y DURACIÓN DE LA INTERRUPCIONES

La regulación en Texas exige que cada Distribuidor realice la medición de la calidad del servicio técnico usando índices enfocados al sistema, que miden el número y la duración de las interrupciones en la red de distribución, estos son: el SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) que es el número promedio de veces que el servicio de un consumidor es interrumpido que es calculado por la suma del número de consumidores interrumpidos por cada evento y dividido para el número total de consumidores del sistema en estudio, el SAIDI (System Average Interruption Duration Index) que es la duración de tiempo promedio que el servicio de un consumidor es interrumpido durante el periodo de estudio y es calculado por la suma de la duración del tiempo de

restauración de cada evento, multiplicado por el número de consumidores interrumpidos por cada evento y dividido para el número total de consumidores del sistema en estudio. A su vez el órgano regulador exige que se presenten también los cálculos de índices de continuidad por alimentador con más de 10 consumidores que son calculados por medio del SAIFI y SAIDI de cada alimentador.

Para el establecimiento de los límites se procederá de la siguiente forma:

En el caso de los límites de sistema, se considerará en primera instancia un valor de SAIFI y SAIDI provisional que será obtenido del promedio de los años 1998 y 1999, que servirá de comparación para el índice del siguiente año que no deberá exceder en un 10 % más del valor obtenido en dicho promedio. Luego se obtendrá estándares resultantes que serán el promedio de los índices de los años 98, 99 y 2000; que serán comparados con los índices del año 2001 y siguientes, los cuales no deberán exceder en un 5 % más de dicho promedio.

En el caso de los límites del SAIFI y SAIDI por alimentador de más de 10 consumidores, la comisión evaluará el desempeño de los alimentadores empezando con el reporte anual del 2000, de la siguiente manera:

- a) Cada empresa mantendrá y operará su sistema de distribución para que ningún alimentador con más de 10 consumidores mantenga un valor de SAIDI o SAIFI en el reporte anual, un valor mayor del 10% de su desempeño del año anterior y esto debe cumplirse para dos años consecutivos.
- b) Cada empresa mantendrá y operará su sistema de distribución para que ningún alimentador con más de 10 consumidores mantenga un valor de SAIDI o SAIFI en el reporte anual, un valor mayor del 300% del desempeño del promedio de todos los alimentadores con más de 10 consumidores del sistema en estudio del año anterior y esto debe cumplirse para dos años consecutivos.

SISTEMA DE CONTROL Y PENALIZACIONES

Toda Distribuidora deberá mantener adecuadamente entrenado y actualizado a su personal dentro de su área de servicio para que la empresa esté completamente en capacidad de cumplir con la calidad de servicio y los estándares de confiabilidad establecidos. En esta regulación existe un tipo de carga llamada Cargas Críticas que son aquellas en lo cual el servicio eléctrico es considerado crucial por la protección o manutención de la seguridad pública, incluyendo pero no limitado en hospitales, estaciones de policía, estaciones de bomberos, empresas de agua potable y consumidores que posean equipos para mantener con vida a personas, las clasificaciones de las interrupciones en Texas están hechas de la misma manera que en otros países: forzadas, programadas, causas externas y de fuerza mayor. A su vez se dividen en interrupciones momentáneas o de corta duración, sostenidas y significantes.

Se denomina **interrupción significativa** a aquellas interrupciones de cualquier clasificación con una hora o más de duración y que afecte a todo el sistema o a una buena parte del sistema, una comunidad, una carga crítica y aquellas interrupciones programadas que duren más de 4 horas que afecten a consumidores que no son notificados con anticipación.

Una interrupción significativa incluye una pérdida de servicio al 20% o más de los consumidores del sistema o a 20000 consumidores que estén dividido en empresas sirviendo a más de 200000 consumidores. Una interrupción significativa también incluye interrupciones que afecten a comunidades tales como interrupciones de agencias gubernamentales, bases militares, universidades y escuelas.

Cada empresa llevará registros completos de las interrupciones sostenidas de todas las clasificaciones. En lo posible un registro completo de todas las interrupciones momentáneas, estos mostrarán el tipo de interrupción, causa, fecha, hora, duración, número de consumidores interrumpidos, subestación identificada y la línea de transmisión o alimentador de distribución identificado, en caso de interrupciones de emergencia se registrará el remedio y pasos

tomados para prevenir que vuelva a ocurrir. Cada empresa deberá mantener registros de hasta cinco años.

4.6. ECUADOR

El órgano regulador en nuestro país **CONELC** (Consejo Nacional de Electricidad), al igual que otros países de nuestro estudio, establece el cumplimiento de los parámetros de calidad en forma gradual, a través de períodos de tiempo denominados Subetapa 1 y Subetapa 2. Antes del inicio de estas subetapas no se efectuarán penalizaciones por incumplimientos a las exigencias establecidas en la regulación. En las 2 Subetapas anteriormente nombradas, serán efectivas las penalizaciones por incumplimiento de los límites establecidos, en donde para la Subetapa 1 se usará índices globales para el sistema en BT e índices individuales para clientes de MT y AT y para la Subetapa 2 índices individuales por cliente.

ÍNDICES DE FRECUENCIA Y DURACIÓN DE LA INTERRUPCIONES

En la Subetapa 1 de veinticuatro meses de duración, se realiza la medición de la calidad del servicio técnico anualmente. Para los usuarios en BT se usan índices enfocados al sistema, discriminando por empresa y por alimentador, donde se mide el número y la duración de las interrupciones en la red de distribución; estos índices son: el FMIK frecuencia media de interrupciones por KVA nominal instalado y el TTIK tiempo total interrupciones por KVA nominal instalado; teniendo para cada uno de ellos un límite máximo permisible (Tabla 4.4). Cabe destacar que no se considerarán las interrupciones de BT que no ocasionen las salidas de los transformadores de distribución (MT/BT) al que pertenece. Para las interrupciones en los consumidores con suministro en AT y MT se aplicarán índices individuales por clientes, teniendo también sus propios límites establecidos (Tabla 4.5).

<i>INDICE</i>	<i>RED</i>	<i>ALIMENTADOR URBANO</i>	<i>ALIMENTADOR RURAL</i>
FMIK	4.0 int./año	5.0 int./año	6.0 int./año
TTIK	8.0 hrs./año	10 hrs./año	18 hrs./año

Tabla 4.7

<i>INDICE</i>	<i>SUMINISTRO EN AT</i>	<i>SUMINISTRO EN MT</i>
FAIC (# de int.)	6.0 int./año	10 int./año
DAIC (dur.de int.)	4.0 hrs./año	24 hrs./año

Tabla 4.8

En la Subetapa 2 de la regulación ecuatoriana, el control del servicio técnico se vuelve también un poco más particular, usando índices individuales de continuidad orientados hacia cada cliente o usuario, que son las sumatorias de las interrupciones y duraciones individuales de todas las interrupciones en el suministro de electricidad a cada consumidor en el período de análisis de doce meses, diferenciando entre clientes de AT, MT Urbana, MT Rural, BT Urbano y BT Rural; teniendo así para cada tipo de cliente valores máximos permisibles (Tabla 4.9).

TIPOS DE CLIENTES		NÚMERO DE INTERRUPCIONES FAIC (Int. / Año)	DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES DAIC (Horas / Año)
<i>Cientes AT</i>		6	4
<i>Cientes MT</i>	<i>Urbano</i>	8	12
	<i>Rural</i>	10	24
<i>Cientes BT</i>	<i>Urbano</i>	10	16
	<i>Rural</i>	12	36

Tabla 4.9

SISTEMA DE CONTROL Y PENALIZACIONES

Si la Distribuidora rebasara los límites máximos permisibles (tabla 4.7, tabla 4.8 y tabla 4.9) fijados por el órgano regulador, deberá calcularse la energía no suministrada (ENS) a través de las fórmulas indicadas por Subetapas. En el cálculo de los índices considerados en cada subetapa, se contabilizará todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión; pero a su vez no se considerarán para el cálculo pero si se las registrará las interrupciones debidas a suspensiones generales de servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) y otras causadas por eventos de fuerza mayor que deberán ser notificadas al CONELEC.

Para la Subetapa 1 la energía no suministrada se calculará en base a la siguientes expresiones:

a) Si: $FMIK > LimFMIK$ y $TTIK < LimTTIK$

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

b) Si: $FMIK < LimFMIK$ y $TTIK > LimTTIK$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

c) Si: $FMIK > LimFMIK$ y $TTIK > LimTTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} < \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (FMIK - LimFMIK) * \frac{TTIK}{FMIK} * \frac{ETF}{THPA}$$

d) Si: $FMIK > LimFMIK$ y $TTIK > LimTTIK$; y, si $\frac{TTIK}{FMIK} \geq \frac{LimTTIK}{LimFMIK}$

$$ENS = (TTIK - LimTTIK) * \frac{ETF}{THPA}$$

Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los consumidores en bajo voltaje (BV) conectados a la Red de Distribución Global; o, al alimentador primario considerado, en kWh, en el periodo en análisis.

THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis.

FMIK: Índice de Frecuencia media de interrupción por kVA.

TTIK: Índice de Tiempo total de interrupción por kVA.

LimFMIK: Límite Admisible de FMIK.

LimTTIK: Límite Admisible de TTIK

La Energía No Suministrada se calculará para toda la red de distribución y para cada alimentador primario de medio voltaje (MV).

Para la Subetapa 2 la energía no suministrada se calculará en base a las siguientes expresiones:

a) Si: $FAIc > LimFAIc$ y $DAIc < LimDAIc$

$$ENS = (FAIc - LimFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA}$$

b) Si: $FAIc < LimFAIc$ y $DAIc > LimDAIc$

$$ENS = (DAIc - LimDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

c) Si: $FAIc > LimFAIc$ y $DAIc > LimDAIc$; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} < \frac{LimDAIc}{LimFAIc}$

$$ENS = (FAIc - LimFAIc) * \frac{DAIc}{FAIc} * \frac{ETF}{THPA}$$

d) Si: $FAIc > LimFAIc$ y $DAIc > LimDAIc$; y, si $\frac{DAIc}{FAIc} \geq \frac{LimDAIc}{LimFAIc}$

$$ENS = (DAIc - LimDAIc) * \frac{ETF}{THPA}$$

Donde:

ENS: Energía No Suministrada por Causas Internas o Externas, en kWh.

ETF: Energía Total Facturada a los Consumidores del nivel de voltaje que se esté considerando, en kWh, en el periodo en análisis.

THPA: Tiempo en horas del periodo en análisis.

FAIc: Índice de Frecuencia anual de interrupción por consumidor "c".

DAIc: Índice de Duración anual de interrupción por Consumidor "c".

Lim FAIc: Límite Admisible de FAIc.

Lim DAIc: Límite Admisible de DAIc

Para el control del servicio técnico el órgano regulador **CONELEC** exigirá a la **Distribuidora** la información necesaria que será organizada en: bases de datos e informes anuales, aunque para efectos de supervisión el **CONELEC** recibirá también informes mensuales por parte de la **Distribuidora**. Para la subetapa 1 la **Distribuidora** entregará un informe que contendrá: el registro de las interrupciones, la determinación de los indicadores y la cantidad y potencia de los transformadores de MV/BV que cada alimentador de MV tiene instalado, para una configuración de red normal. Para la subetapa 2 el **CONELEC** receptorá las bases de datos que contendrán toda la información acerca de las faltas de suministros incluyendo todas las operaciones realizadas para la reposición del sistema y también contendrá los esquemas de alimentación de cada usuario es decir el alimentador de BT, centro de MT/BT, alimentador de MT, transformador de AT/MT, subestación de AT/MT y red de AT.

Estas bases de datos se relacionarán con los archivos de facturación y permitirán el cálculo de la ENS a cada uno de los usuarios.

4.7. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS REGULACIONES.

De los países en análisis podemos diferenciar dos grupos: los de en vías de desarrollo y los del primer mundo, teniendo que para los países en vías de desarrollo su regulación se desarrolla por Etapas, poniéndose más rígida

gradualmente; mientras que los países desarrollados actualmente no tienen diferenciación por etapas debido a su buen nivel de confiabilidad (Tabla 4.7). Esto es razonable puesto que la continuidad de servicio es uno de los mayores problemas en las empresas eléctricas de los países subdesarrollados por lo cual sería muy difícil exigirles un cambio drástico sin darles oportunidad a mejorar paulatinamente. Todos los países en vías de desarrollo cuentan con una Etapa Preliminar en donde las empresas y el órgano regulador se ponen de acuerdo para la forma de evaluación y penalizaciones, después de este periodo las empresas comienzan a ser evaluadas y obligadas a cumplir los límites fijados; adicional a la etapa preliminar Nicaragua tiene una Etapa de Prueba en donde tendrá que calcular todos los índices y registrar todos los eventos como si estuviera en la Etapa 1 pero no será penalizado.

La evaluación de la calidad del servicio técnico de los países en estudio se la realiza en base a índices de sistema e índices individuales.

Los índices del sistema no son parámetros que reflejan realmente el estado de la confiabilidad de todos los consumidores debido a que es un promedio de todos, por lo cual pueden esconder deficiencias de calidad individuales, pero la ventaja es que no se necesita mucha inversión en equipos para medición. Los índices individuales son los que reflejan realmente el estado de confiabilidad de los consumidores pero necesitan gran inversión en equipos; una variante interesante es la que realiza Texas que es tomar índices por alimentador de más de 10 consumidores.

Los límites de los índices son discriminados en algunos países de nuestro estudio de acuerdo a su nivel de voltaje y en otros de acuerdo a su situación geográfica, es decir urbana o rural. A nuestro criterio la mejor forma debería ser la discriminación por nivel de voltaje debido a que en un alimentador rural o urbano pudiera existir una industria de las mismas características y requerimientos energéticos, además un bajo nivel de confiabilidad para un cliente en media tensión repercutiría económicamente en grandes magnitudes dado que regularmente estos consumidores son de gran consumo. Cabe destacar que Texas no hace discriminación de ningún tipo considerando a todos sus clientes en igualdad de condiciones. España en cambio, clasifica a

sus clientes involucrando tanto su situación geográfica como su nivel de voltaje, siendo esta también una muy buena alternativa para satisfacer tanto al cliente porque el número de interrupciones permitidas varía de acuerdo a su carga, como al distribuidor considerando que tiene su cliente alejado del centro de carga.

El incumplimiento de los límites fijados, son penalizados en ciertos países por el cálculo de la ENS (energía no suministrada) como se muestra en la tabla 4.8.

Del cuadro comparativo (Tabla 4.8) podemos observar que básicamente existen tres formas de hallar la ENS si el límite rebasado es por número de interrupciones, como por ejemplo la que utiliza Nicaragua y Ecuador en la Etapa 1 que es basada en los promedios de los Kwh por interrupción, el otro modo de cálculo de la ENS lo tiene España que no es más que la misma fórmula del modo anterior con la diferencia que al mantener constante una de las variables (FAIc del denominador) hace que la función sea más creciente (Gráfico 4.1) por lo tanto se convierte en una penalización más rígida.

Por último encontramos una forma de cálculo de la ENS como la de Argentina y Nicaragua en las segunda etapa, que para nuestro criterio refleja de mejor manera la ENS de acuerdo al comportamiento del sistema, debido a que es calculada en base a las curvas de carga típicas de cada cliente.

TABLA COMPARATIVA DE LAS REGULACIONES

PAISES	REGULACION POR ETAPAS	TIPOS DE INDICES	PERIODOS DE EVALUACION	INTERURBACIONES CONSIDERADAS	DESCRIPCION DE LIMITES DE CALIDAD	SEPARACION DISTRIBUCION / COMERCIALIZACION	SISTEMA DE CONTROL
ARGENTINA	PRELIMINAR						BASES DE DATOS E INFORMES SEMESTRALES CONTENIDO ESQUEMAS DE ALIMENT. MT/RT ALIMENTADORES DE MT
	SI	SISTEMA	6 MESES	PROGRAMADAS NO PROGRAMADAS FACTORES EXTERNOS	MT, AT Y RT	NO	
		INDIVIDUALES					
NICARAGUA	PRELIMINAR						
	PRUEBA	SISTEMA	6 MESES	INTERNAS NO PROGRAMADAS	MT, AT Y RT	NO	BASES DE DATOS E INFORMES SEMESTRALES CONTENIDO ESQUEMAS DE ALIMENTACION, MT/RT, ALIMENT DE MT
	SI	SISTEMA					
		INDIVIDUALES					
ECUADOR	ETAPA INICIAL						
	SUBETAPA 1	SISTEMA (BT)	12 MESES	INTERNAS	MT, AT Y RT	NO	BASES DE DATOS E INFORMES ANUALES CONTENIDO ESQUEMAS DE ALIMENT. MT/RT, ALIMENT DE MT PARA SUPERVISION INFORMES MENSUALES
	SI	INDIVIDUALES			AT, MT URBANA, MT RURAL, RT URBANA Y RT RURAL		
ESPAÑA	NO	SISTEMA (MT)	12 MESES	INTERNAS NO PROGRAMADAS	MT Y RT, ESTOS A SU VEZ EN URBANA, SEMIURBANA, RURAL	SI	BASES DE DATOS E INFORMES SEMESTRALES CONTENIDO ESQUEMAS DE ALIMENT. MT/RT, ALIMENT DE MT
		INDIVIDUALES (MT/RT/PENALIZADOS)			RURAL, DISPERSA RURAL		
TEXAS	NO	SISTEMA POR ALIMENTADOR (> de 10 consumidores)	12 MESES	TODAS INCLUSIVE LAS MOMENTANEAS	NO	NO	BASES DE DATOS E INFORMES CON FECHA Y HORA DE TODAS LAS INTER INCLUIE LAS MOMENTANEAS

TABLA 4.10

TABLA COMPARATIVA DE ENS

PAÍSES	ENS	
	ETAPA/SUBETAPA I	ETAPA/SUBETAPA II
ARGENTINA		ENS(kWh) = SUMI (EA/525600 * KI)
NICARAGUA	$\text{ENS} = (\text{FMIK} - \text{LimFMIK}) * \frac{\text{TTIK} * \frac{\text{ETF}}{\text{THPA}}}{\text{FMIK}}$ $\text{ENS} = (\text{TTIK} - \text{LimTTIK}) * \frac{\text{ETF}}{\text{THPA}}$	ENS(kWh) = SUMI (EA/525600 * KI)
ECUADOR	$\text{ENS} = (\text{FMIK} - \text{LimFMIK}) * \frac{\text{TTIK} * \frac{\text{ETF}}{\text{THPA}}}{\text{FMIK}}$ $\text{ENS} = (\text{TTIK} - \text{LimTTIK}) * \frac{\text{ETF}}{\text{THPA}}$	$\text{ENS} = (\text{FAIc} - \text{LimFAIc}) * \frac{\text{DAIc} * \frac{\text{ETF}}{\text{THPA}}}{\text{FAIc}}$ $\text{ENS} = (\text{DAIc} - \text{LimDAIc}) * \frac{\text{ETF}}{\text{THPA}}$
ESPAÑA	$\text{ENS} = (\text{FAIc} - \text{LimFAIc}) * \frac{\text{DAIc} * \frac{\text{ETF}}{\text{THPA}}}{8}$ $\text{ENS} = (\text{DAIc} - \text{LimDAIc}) * \frac{\text{ETF}}{\text{THPA}}$	

TABLA 4.11

GRAFICO COMPARATIVO

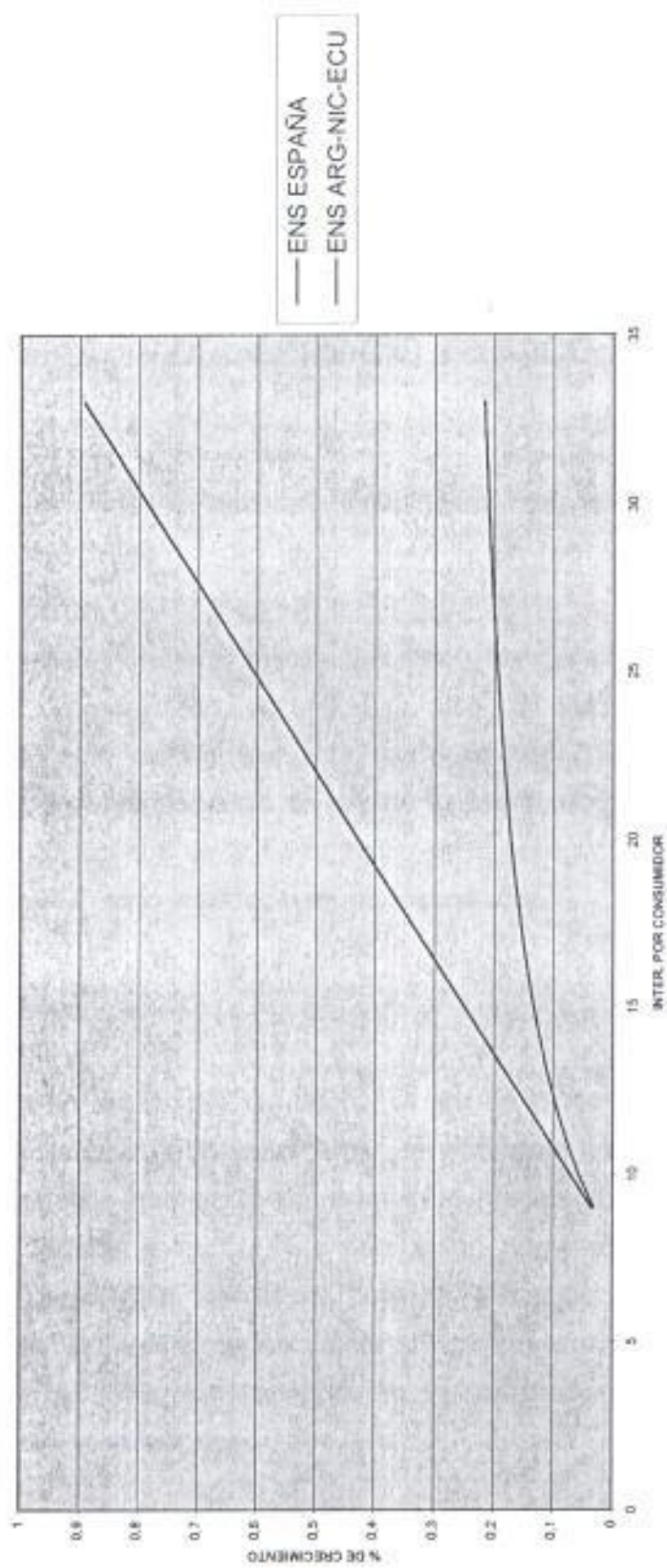


Gráfico 4.1

CAPÍTULO 5

METODOLOGÍAS PARA LA EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL SERVICIO TÉCNICO

5.1. INTRODUCCIÓN

Existen varios y diversos índices de calidad, los cuales nos ayudan a medir la fiabilidad del suministro, es imposible tener un índice que mida todos los aspectos de la calidad, por esta razón se han creado varios, los cuales permiten medir los aspectos de calidad en forma independiente, dependiendo de la utilización que se le de al índice se lo escoge, los índices pueden ser calculados en modo histórico y en modo predictivo.

5.2. MODO HISTÓRICO

El cálculo de los índices en modo histórico se lo realiza utilizando los datos estadísticos de un periodo de tiempo en el pasado, para lo cual las empresa eléctricas deben tener un control exhaustivo y ordenado de sus desconexiones, fallas del sistema, duración de la interrupción, número de clientes no servidos, número de clientes afectados, potencia instalada, etc. Solo una buena recopilación ayudará a que los índices reflejen su verdadero comportamiento en el tiempo, por lo regular la mayoría de reglamentaciones exigen el cálculo de índices con datos históricos.

5.3. MODO PREDICTIVO

La técnica de Markov permite evaluar la probabilidad de residencia del sistema en un determinado estado, esto es operando, fuera de operación, o un determinado estado, este último puede ser evaluado si conocemos como contribuyen todos y cada uno de los componentes del sistema al mismo.

Esta técnica puede ser usada para evaluar un sistema reparable y para determinar el tiempo medio a la falla.

Es extremadamente beneficioso para el completo entendimiento del comportamiento de un sistema que es comúnmente operado, reparado y que se encuentre constantemente en mantenimiento, conocer adicionalmente a las probabilidades, índices de confiabilidad del mismo.

Por lo regular es recomendable la utilización de índices como son la frecuencia de encuentro en un determinado estado y la duración o tiempo de permanencia en dicho estado, el método que es utilizado para evaluar los índices mencionados, es el método denominado de frecuencia y duración de las interrupciones.

5.3.1. FRECUENCIA Y DURACIÓN DE LAS INTERRUPCIONES

Los conceptos básicos del método de frecuencia y duración de las interrupciones se pueden describir mejor en términos de un solo componente, para lo cual utilizaremos un diagrama estado espacio que se muestra en la figura 5.1, y las probabilidades de residencia en estado operable o en estado fallado en las ecuaciones 5.8 y 5.9

$$P_0 = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{m}{m+r} \quad 5.8$$

$$P_1 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{r}{m+r} \quad 5.9$$

Donde:

P₀.- Probabilidad de estar en estado operable

P₁.- Probabilidad de estar en estado de falla

λ.- Tasa de falla

μ.- Tasa de reparación

m.- Tiempo promedio de operación

r.- Tiempo promedio de reparación

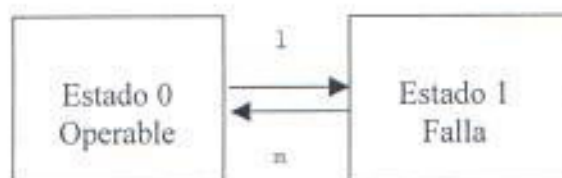


Figura 5.1

Los dos estados del sistema definidos en el diagrama de estados, pueden ser mostrados en un diagrama de tiempo, los valores medios de residencia en estos dos estados nos pueden dar una idea del comportamiento del sistema.

En la figura 5.1 el periodo T del ciclo es igual a la suma del tiempo medio a la falla (MTTF) y el tiempo medio de reparación (MTTR), el periodo del ciclo de tiempo es definido como el tiempo medio entre fallas (MTBF), en algunas publicaciones el MTBF es usado en lugar del MTTF, esto es usado ya que en la práctica el tiempo de reparación es muy pequeño en comparación con el tiempo de operación, pero eso depende mucho de la eficiencia de la empresa, por lo que es recomendable tener en cuenta esto al momento de utilizarlo, a continuación se describen algunas relaciones:

$$M = \text{MTTF}$$

$$r = \text{MTTR}$$

$$T = \text{MTBF}$$

La frecuencia de encontrarse en estado operable del sistema en el caso de un sistema de un componente y 2 estados como el mostrado en la figura 5.1 es la misma que encontrarse en estado de falla, estos podrían no ser iguales para un sistema mas complejo con mas estados y mas componentes en definitiva se podrían tener varios estados y varios valores de frecuencia para dichos estados.

El problema de evaluar el comportamiento de un sistema solamente por probabilidades de estado podría presentarse por ejemplo si tuviéramos dos sistemas similares uno con una tasa de falla λ y tasa de reparación μ y otro con una tasa de falla 2λ y tasa de reparación 2μ , al aplicar las ecuaciones 5.8 y 5.9 obtenemos la misma probabilidad de operación y probabilidad de falla, para ambos sistemas, pero podemos darnos cuenta que el hecho de que el segundo sistema tenga el doble de fallas aunque sea reparado el doble mas rápido que el primero tendrá una mayor incidencia negativa en el usuario y sus pérdidas económicas, por lo que se hace necesaria la evaluación de índices de frecuencia y duración de las interrupciones.

El método de evaluación de los índices de frecuencia y duración es basado en los siguientes conceptos.

De las ecuaciones 5.8 y 5.9 podemos definir que la probabilidad de residencia en un estado del sistema es igual al tiempo medio de residencia en dicho estado dividido para el tiempo medio de una nueva ocurrencia de este estado, esta definición podría considerarse obvia para un sistema de 2 estados, pero puede utilizarse para todo sistema reparable sin importar el numero de estados existentes en el mismo. Entonces si $P(S)$ es la probabilidad de residencia en el estado S , $m(S)$ es el tiempo medio de residencia en el estado s y $T(S)$ el tiempo medio entre encuentro del estado S .

$$P(S) = \frac{m(S)}{T(S)} \quad 6.0$$

De la ecuación 5.8 se obtiene:

$$P_o = \frac{m}{m+r} = \frac{m}{T} = \frac{1}{\lambda T} = \frac{f}{\lambda} \quad 6.1$$

De la ecuación 5.9 se obtiene:

$$P_o = \frac{m}{m+r} = \frac{r}{T} = \frac{1}{\mu T} = \frac{f}{\mu} \quad 6.2$$

De estos resultados podemos percatarnos que:

$$f = P_o \lambda = P_1 \mu \quad 6.3$$

$f = P_o \lambda =$ Probab. de encontrarse en el estado x la tasa de partida desde el estado

$f = P_1 \mu =$ Probab. de no encontrarse en el estado x la tasa de entrada al estado

Entonces si $f(S)$ es la frecuencia de encontrarse en un estado, $P(S)$ es la probabilidad de encontrarse en el estado, $\bar{P}(\bar{S})$ es la probabilidad

de no encontrarse en el estado, $\lambda_d(S)$ es la tasa de partida desde el estado, $\lambda_e(S)$ es la tasa de entrada al estado.

$$f(S) = P(S)\lambda_d(S) = \bar{P}(\bar{S})\lambda_e(S) \quad 6.4$$

De las ecuaciones 6.0 y 6.4 se obtiene:

$$m(S) = \frac{P(S)}{f(S)} = \frac{1}{\lambda_d(S)} \quad 6.5$$

De esta ecuación podríamos decir que el tiempo medio de duración de un estado es igual al recíproco de la tasa de partida de dicho estado, también que el tiempo medio de duración es igual a la probabilidad de encontrarse en el estado dividida para la frecuencia de encontrarse en el estado. Estas conclusiones pueden ser importantes para el caso de encontrar índices de estados de sistemas complejos.

5.3.2. APLICACIÓN DEL MÉTODO A UN SISTEMA DE MÚLTIPLES ESTADOS

Cabe destacar que este método ha sido aplicado en la práctica en un sistema de generación de alta potencia, en los cuales se tiene un gran número de componentes y estados.

Para describir un sistema de múltiples estados tomaremos como ejemplo un sistema de 2 componentes, en él consideramos que cada componente tiene dos posibles estados operación o falla, con tasas de falla y de reparación $\lambda_1, \lambda_2, \mu_1, \mu_2$, respectivamente.

El diagrama de estado espacio es representado en la figura 5.2

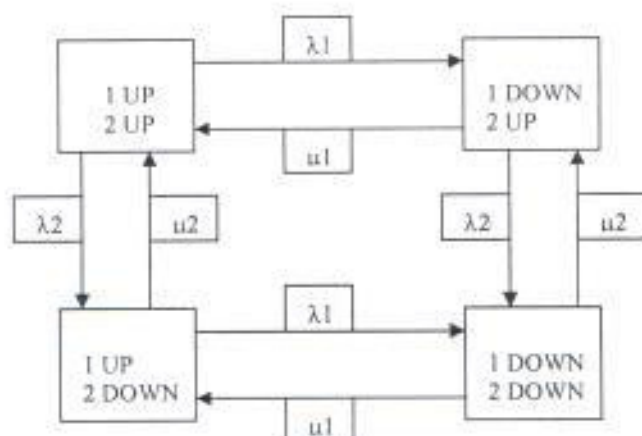


Fig 5.2

la matriz de probabilidad de transición para el sistema es la siguiente:

$$P = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 - (\lambda_1 + \lambda_2) & \lambda_1 & \lambda_2 & - \\ \mu_1 & 1 - (\mu_1 + \lambda_2) & - & \lambda_2 \\ \mu_2 & - & 1 - (\mu_2 + \lambda_1) & \lambda_1 \\ - & \mu_2 & \mu_1 & 1 - (\mu_1 + \mu_2) \end{bmatrix} \end{matrix}$$

5.3.3. PROBABILIDAD DE ESTADOS

El primer paso en este método es evaluar la probabilidad de encontrarse en un determinado estado, las cuales pueden ser obtenidas por simple combinación con la ayuda de la ecuación 5.8 y 5.9 de la siguiente manera:

$$P_1 = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$$

$$P_2 = \frac{\lambda_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$$

$$P_3 = \frac{\mu_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$$

$$P_4 = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$$

Si los dos componentes son idénticos, $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda$ y $\mu_1 = \mu_2 = \mu$, cada uno de los estados del sistema son mutuamente exclusivo, las probabilidades dadas por la ecuación 6.5 pueden ser combinadas para dar la probabilidad de un grupo de estados, por ejemplo:

Para un sistema serie, $P_{operación} = P_1$

$$P_{falla} = P_2 + P_3 + P_4$$

Para un sistema paralelo, $P_{operación} = P_1 + P_2 + P_3$

$$P_{falla} = P_4$$

5.3.4. Frecuencia de encuentro en un estado individual

El siguiente paso en la evaluación de los índices de frecuencia y duración de un sistema es evaluar la frecuencia de encuentro en un estado individual, esto se obtiene utilizando la ecuación 6.4, las tasas de partida o de entrada a un determinado estado las podemos obtener a partir del diagrama de estado espacio o también a partir de la matriz de transición de estados.

Numero del estado	Componente 1	Componente 2	Tasa de partida del estado	Tasa de entrada al estado
1	Operable	Operable	$\lambda_1 + \lambda_2$	$\mu_1 + \mu_2$
2	Fallado	Operable	$\lambda_2 + \mu_1$	$\lambda_1 + \mu_2$
3	Operable	Fallado	$\lambda_1 + \mu_2$	$\lambda_2 + \mu_1$
4	Fallado	Fallado	$\mu_1 + \mu_2$	$\lambda_1 + \lambda_2$

A partir de la ecuación 6.4

1. Frecuencia de encuentro en el estado 1

$$f_1 = P_1 * \text{tasa de partida del estado 1}$$

$$f_1 = \frac{\mu_1 \mu_2 (\lambda_1 + \lambda_2)}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$$

2.

$$f_1 = \bar{P}_1 * \text{tasa de entrada al estado 1}$$

$$f_1 = P_2 \mu_1 + P_3 \mu_2 ; \text{ de donde al resolver se obtiene:}$$

$$f_1 = \frac{\mu_1 \mu_2 (\lambda_1 + \lambda_2)}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$$

2. Frecuencia de encuentro en el estado 3

$f_3 = P_3 \cdot$ tasa de partida del estado 3

$$f_3 = \frac{\mu_1 \lambda_2 (\lambda_1 + \mu_2)}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$$

3.

$f_3 = \bar{P}_3 \cdot$ tasa de entrada al estado 3

$f_3 = P_1 \lambda_2 + P_4 \mu_1$; de donde al resolver se obtiene:

$$f_3 = \frac{\mu_1 \lambda_2 (\lambda_1 + \mu_2)}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$$

lo que se realizó en las ecuaciones anteriores se puede realizar para f_2 y f_4 que son las frecuencias de encuentro en los estados 2 y 4.

Si los dos componentes fueran iguales obtendríamos las siguientes igualdades:

$$f_1 = \frac{2\lambda\mu^2}{(\lambda + \mu)^2}$$

$$f_4 = \frac{2\lambda^2\mu}{(\lambda + \mu)^2}$$

$$f_2 = f_3 = \frac{\lambda\mu}{\lambda + \mu}$$

Si usamos el concepto de la ecuación 6.5 el tiempo medio de residencia en un estado en particular podría ser evaluado directamente y de una forma muy simple con las tasas de partida del mismo quedando en nuestro caso de la siguiente manera:

$$m_1 = \frac{1}{\lambda_2 + \lambda_1}$$

$$m_2 = \frac{1}{\mu_1 + \lambda_2}$$

$$m_3 = \frac{1}{\lambda_1 + \mu_2}$$

$$m_4 = \frac{1}{\mu_1 + \mu_2}$$

Si los componentes fueran iguales nos quedaría de la siguiente forma:

$$m_1 = \frac{1}{2\lambda}, \quad m_2 = m_3 = \frac{1}{\lambda + \mu}, \quad m_4 = \frac{1}{2\mu}$$

5.3.5. Periodo de encuentro en un estado

El periodo de tiempo que un sistema se encuentra en un estado se define como el recíproco de la frecuencia de permanencia en dicho estado.

Si tomamos el caso de que tenemos dos componentes idénticos tenemos:

$$T_1 = \frac{(\lambda + \mu)^2}{2\lambda\mu^2}$$

$$T_2 = T_3 = \frac{\lambda + \mu}{\lambda\mu}$$

$$T_4 = \frac{(\lambda + \mu)^2}{2\lambda^2\mu}$$

5.3.6. Frecuencia de encuentro en un conjunto de estados

En la evaluación de la confiabilidad de un sistema la frecuencia y duración de un estado solo nos provee de una evaluación parcial del problema, por ejemplo en un sistema serie de dos componentes el estado operable se presentará cuando se encuentre el sistema en el estado 1 y el estado fallado cuando se encuentre en el estado 2,3 o 4, o un sistema paralelo se encontrará en estado fallado cuando permanezca en el estado 4 y esta en estado operable cuando se encuentre en los estado 1,2 o 3, por lo que se hace necesario evaluar estados en conjunto.

La probabilidad de residencia en un conjunto de estados puede ser evaluada por la suma de las probabilidades mutuamente excluyentes, una técnica muy similar puede ser usada para evaluar la frecuencia de encuentro en un conjunto de estados, pero debe incluir las frecuencias de transición de entrada y salida de los estados internos del conjunto de estados.

$$f_{34} = f_3 + f_4 - (\text{Frecuencia de encuentro entre 3 y 4})$$

$$= f_3 + f_4 - (P_3\lambda_1 + P_4\mu_1)$$

$$= P_3(\lambda_1 + \mu_2) + P_4(\mu_1 + \mu_2) - P_3\lambda_1 - P_4\mu_1$$

$$= P_3\mu_2 + P_4\mu_2$$

$$= (P_3 + P_4)\mu_2$$

La ecuación anterior ilustra un importante principio, la frecuencia de encuentro en el conjunto de estados 3 y 4 puede ser obtenida observando el número de transiciones externas al límite del conjunto de estados, este tiene dos componentes $P_3\mu_2$ y $P_4\mu_2$ saliendo de los estados 3 y 4, respectivamente, la frecuencia es entonces:

$$f_{34} = P_3\mu_2 + P_4\mu_2$$

$$f_{34} = (P_3 + P_4)\mu_2$$

Si sustituimos los valores de P_3 y P_4 , obtenemos:

$$f_{34} = \frac{\mu_2\lambda_2}{\mu_2 + \lambda_2}$$

con el mismo criterio se tiene que:

$$f_{12} = f_1 + f_2 - P_1\lambda_1 - P_2\mu_1$$

$$= (P_1 + P_2)\lambda_2$$

Si sustituimos los valores de P_1 y P_2 , obtenemos:

$$f_{12} = \frac{\mu_2\lambda_2}{\mu_2 + \lambda_2}$$

Como se puede observar las frecuencias f_{12} y f_{34} son idénticas, esto era de esperarse ya que se ha reducido el sistema a dos conjuntos de estados acumulados (1 y 2) y (3 y 4), a continuación se muestra en la figura 5.3 el diagrama de espacio estado.

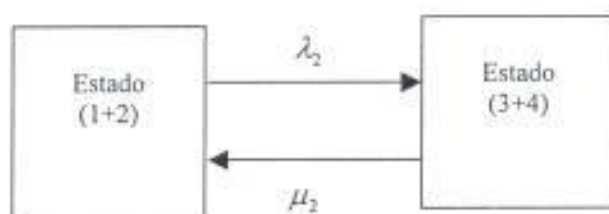


Fig. 5.3

Luego de haber mencionado la base teórica necesaria sobre los conjuntos de estados acumulados, podemos plantear el caso de un sistema serie y un sistema paralelo ya que los mismos se pueden evaluar por conjuntos de estados acumulados, así tenemos que para un sistema serie de 2 componentes el estado 1 representa el estado operable y el estado 2,3 o 4 el estado de falla, y en un sistema paralelo de 2 componentes el estado 4 representa el estado de falla y los estados 1,2 o 3 representan los estados de operación así tenemos:

Para un sistema serie:

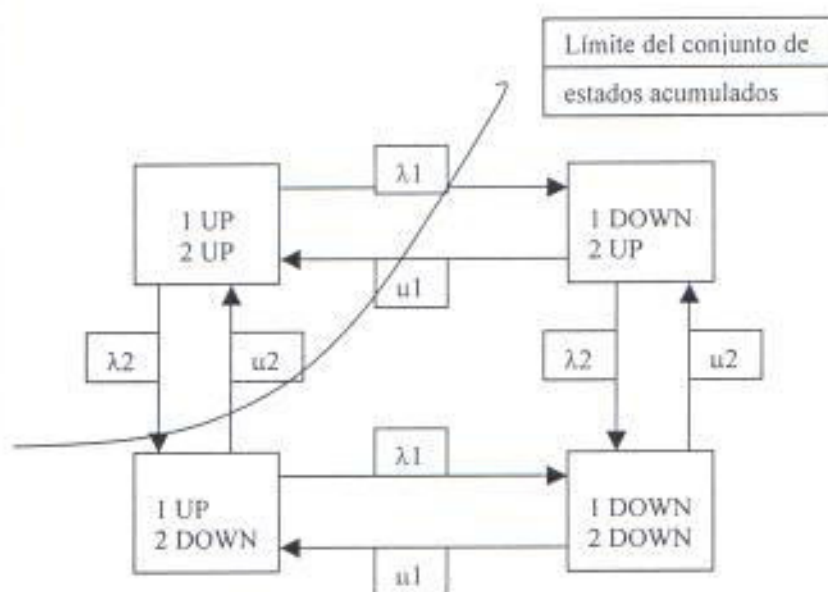


Fig. 5.4

$$f(\text{Operación}) = f_1$$

$$f_1 = \frac{\mu_1 \mu_2 (\lambda_1 + \lambda_2)}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$$

$f(\text{Falla}) = f_2 + f_3 + f_4$ (Frecuencia de encuentro entre 2 y 3, entre 3 y 4, entre 2 y 4)

$$\begin{aligned} f(\text{Falla}) &= P_2(\mu_1 + \lambda_2) + P_3(\lambda_1 + \mu_2) + P_4(\mu_1 + \mu_2) - P_3\lambda_1 - P_4\mu_1 - P_2\lambda_2 - P_4\mu_2 \\ &= P_2\mu_1 + P_3\mu_2 \end{aligned}$$

Si nos percatamos en el conjunto de estados de falla los probabilidades que intervienen son las de estado 2 y 3 ya que son los únicos que contribuyen a la transición, y con las respectivas tasa que las producen, así si hubiéramos aplicado directamente el criterio de las transiciones externas al limite del conjunto de estados hubiéramos llegado directamente al resultado, si nos percatamos el estado 3 no aparece en el resultado final ya que no se encuentran en los límites externos de la transición de los conjuntos de estados.

Para un sistema paralelo:

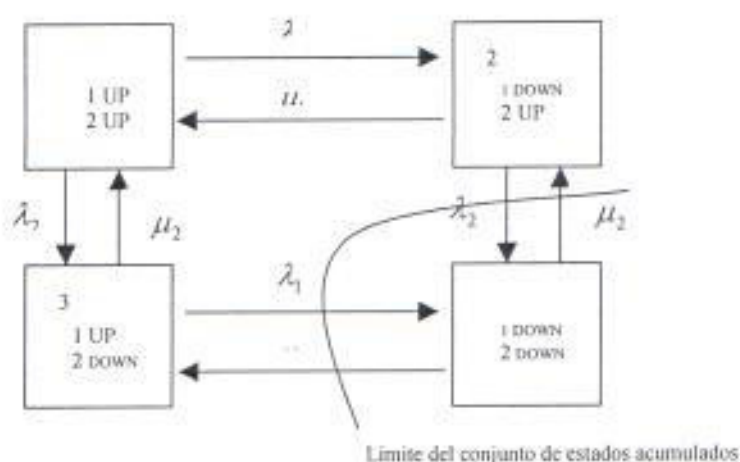


Fig. 5.5

$$f(\text{Falla}) = f_4$$

$$f_4 = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (\mu_1 + \mu_2)}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)}$$

$$f(\text{Operación}) = f_1 + f_2 + f_3 - (\text{Frecuencia de encuentro entre 1 y 2, entre 2 y 3, entre 1 y 3})$$

Usando el criterio de las transiciones límites de estados tenemos:

$$f(\text{Operación}) = P_2 \lambda_2 + P_3 \lambda_1$$

5.3.7. Tiempo medio de residencia en un conjunto de estados

El paso final en la evaluación de método de frecuencia y duración de las interrupciones es la evaluación del tiempo medio de residencia en un conjunto de estados.

Esto puede ser evaluado utilizando el principio de la ecuación 6.5, de donde el tiempo medio de residencia en un conjunto de estados i , m_i , es:

p_i = probabilidad de encuentro en el conjunto de estados i

f_i = frecuencia de encuentro en el conjunto de estados i

$$m_i = \frac{p_i}{f_i}$$

5.4. CASO DE ESTUDIO Y CÁLCULOS DE ÍNDICES DE CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA REAL DE DISTRIBUCIÓN

Con el objeto de poder aplicar los conceptos y definiciones mencionados en los capítulos anteriores hemos decidido tomar como caso de estudio el análisis de la confiabilidad del sistema de distribución de media tensión de la Cdla. Entereríos ubicada en el cantón Samborondón provincia del Guayas. Esta ciudadela se encuentra abastecida por el alimentador Entereríos y posee una transferencia manual de carga trifásica que es abastecida por el alimentador Puntilla, estos alimentadores parten de la Subestación Tennis Club ubicada en la Vía a Samborondón. La ciudadela Entereríos tiene una potencia nominal instalada de 3745 KVA, una carga conectada promedio de 2846.2 KVA, 914 consumidores residenciales, 99 consumidores comerciales y una red de media tensión (13.8KV) de aproximadamente 7.1 Km. El alimentador Entereríos según sus curvas de carga posee una demanda máxima de 5380 KVA, un factor de carga de 0.76 y un factor de potencia promedio de 0.92.

Para el desarrollo de este estudio fue necesario obtener el historial de fallas de los archivos de la empresa distribuidora, para lo cual se nos facilitó una base de datos general en la que contenía el historial de fallas a nivel de sistema de toda la empresa distribuidora y además el registro de llamadas telefónicas por desconexión de energía en los distintos sectores del sistema; por lo tanto se debió realizar la respectiva discriminación de los datos, los que presentamos en las tablas 5.1, 5.2 y 5.3.

Cabe mencionar que durante el desarrollo del proyecto nos encontramos con ciertas limitaciones en la información obtenida, por lo que se debió realizar un levantamiento eléctrico de la Cdla. Entereríos y adicionalmente algunas asunciones que las describimos a continuación:

- **Energía total facturada** el cual lo hemos tomado como el producto de la potencia nominal instalada, factor de carga del alimentador de la ciudadela,

factor de potencia del alimentador de la ciudadela y el periodo 8760 horas si es de un año.

* Los **KVA conectados** los hemos obtenido con el producto del factor de carga y los KVA nominales del sistema.

* En la base de datos de EMELGUR, no consta el valor de la **carga desconectada (no suplida) durante las fallas de la ciudadela Entreríos**, pero sí la del alimentador de la misma. Dado que este alimentador no provee exclusivamente a la ciudadela Entreríos, sino también a otras, el dato registrado lo hemos multiplicado por un **factor de proporción** de la ciudadela con respecto a la carga total del alimentador. **El factor de proporción** lo hemos calculado basándonos en la energía total facturada (Kwh) por la empresa distribuidora a todos los usuarios de la ciudadela durante un mes tipo, este dato fue llevado a demanda promedio (KW) dividiéndolo para el número de horas del periodo facturado, y este resultado fue dividido a su vez para la demanda promedio total del alimentador.

La demanda promedio se obtiene multiplicando la demanda máxima por el factor de carga.

El **factor de carga, factor de potencia y demanda máxima**, lo hemos obtenido de la curva de carga del alimentador de la ciudadela.

Para el estudio de confiabilidad de nuestro caso, hemos realizado 2 tipos de análisis **el histórico** de acuerdo al historial de fallas registrado por la empresa distribuidora y **el predictivo** con el propósito de presentar alguna nueva implementación de mejora para el sistema en estudio. Cabe resaltar que se han considerado todas las fallas no programadas en nuestro análisis, utilizando para el histórico fallas mayores a 3 minutos y como ilustración también las mayores a un minuto; para el predictivo se utilizó tasa de falla y tiempos de reparación basadas en interrupciones mayor a tres minutos.

5.4.1 ANÁLISIS HISTÓRICO

Las tablas adjuntas (5.1, 5.2, 5.3, 5.4 y 5.5) muestran el cálculo de los índices de confiabilidad utilizados en nuestro país y en los demás países mencionados en los capítulos anteriores del presente trabajo, basados en el historial de fallas correspondiente al sistema en estudio. Adicional a los índices encontraremos el cálculo de las tasas de fallas y los tiempos de reparación del sistema, que servirán como base para el desarrollo del análisis predictivo.

Para el desarrollo de las tablas 5.1, 5.2 y 5.3 se han utilizado los siguientes términos que describiremos:

Fecha de interrupción.- es el día, mes y año en que se produjo la interrupción.

Caso de interrupción.- especifica si la interrupción afecta a todo el sistema o a una parte de ella.

Punto de carga afectado.- es la parte o nodo del sistema afectado.

Números de consumidores (N).- es el número de consumidores totales del sistema en estudio.

Números de consumidores desconectados (Nc).- es el número de consumidores cuya demanda no fue suplida durante la interrupción.

Números de consumidores afectados (Na).- es el número de consumidores cuya demanda no fue suplida durante una sola interrupción durante el periodo de análisis.

Carga cortada KVA (Lc).- son los KVA desconectados en el momento de la interrupción, los cuales unos son registrados

por el sistema SCADA de la S/E en base al consumo del alimentador multiplicado por el factor de proporcionalidad de la ciudadela y otros por fallas puntuales registrados por llamadas telefónicas para lo cual se tomo la potencia nominal del transformador respectivo.

Carga cortada KW (Lc).- es la carga cortada KVA (Lc) multiplicada por el factor de potencia del alimentador, tomado de la curva de carga registrada por el sistema SCADA de la S/E.

Duración de la interrupción d (hrs.).- es la diferencia entre la hora de fin de falla y la hora de inicio de falla.

Consumidores-hora desconectados.- es el producto entre los consumidores desconectados (Nc) y la duración de la interrupción.

Energía no suplida Kwh. (Lcd).- es el producto entre la carga cortada KW (Lc) y la duración de la interrupción d (hrs.).

KVA nominales fuera de servicio.- es la sumatoria de los KVA nominales interrumpidos, durante todas las interrupciones del periodo en estudio.

KVA nominal instalado.- son los KVA nominales del sistema en estudio.

KVAH no suplido.- es la sumatoria del producto entre todos los KVA nominales interrumpidos y sus duraciones, ocurridas durante el periodo en estudio.

Una vez definidos los términos procedemos a calcular los índices en base al historial de fallas por fase, tal como muestran las tablas 5.1 (fase A), 5.2 (fase B) y 5.3 (fase C). Adicional a esto encontraremos el promedio de las tres fases (Tabla 5.4) y finalmente un cuadro comparativo de índices dado por las distintas regulaciones estudiadas (Tabla 5.5).

Para el cálculo de las tasas de falla por fase (Tabla 5.6, 5.7 y 5.8), que nos servirán para el análisis predictivo, se han

utilizado las siguientes definiciones que ya fueron mencionadas formalmente al inicio del capítulo:

Probabilidad de falla (P(falla)).- es igual a la sumatoria de la duración de todas las interrupciones del sistema dividido para el periodo en estudio, tal como se definió anteriormente.

Probabilidad de operación (P(Operación)).- es uno menos la probabilidad de falla.

Frecuencia de fallas.- Es el número total de interrupciones presentadas en el periodo de estudio.

Tasa de falla.- es la frecuencia de fallas dividido para probabilidad de operación.

Tiempo promedio de reparación.- es igual a la sumatoria de la duración de las interrupciones dividido para el número de ellas.

Tiempo promedio de transferencia.- es el tiempo que se toma el personal de mantenimiento en realizar la maniobra de transferencia de carga a otra fuente de suministro.

Metros de los ramales.- Es el recorrido en metros de toda la red interna de la ciudadela.

Tasa de falla x metro.- Es el cociente entre la tasa de falla y los metros de los ramales.

A continuación ilustramos un diagrama de estados, con el objeto de visualizar de mejor forma el comportamiento del sistema en los estados de fallas y reparación, donde el primer gráfico representa el comportamiento de fallas y operación en el periodo de estudio, el segundo gráfico es el diagrama equivalente del sistema donde tenemos el tiempo promedio de operación y reparación del sistema.

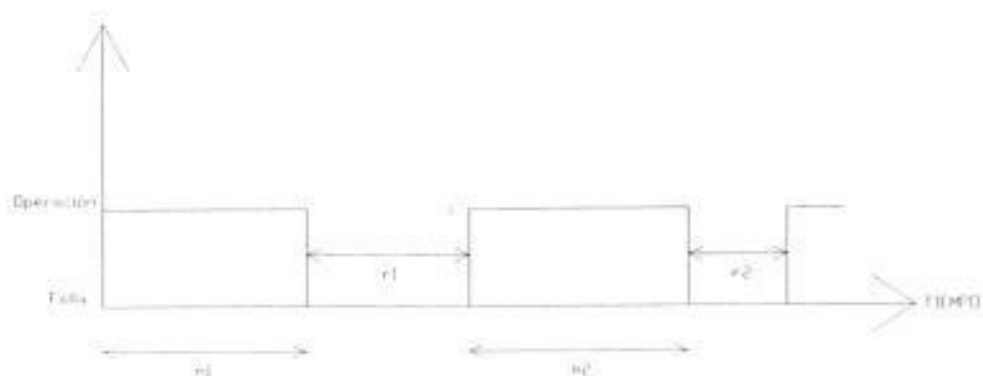


Fig. 5.6

$$m = \frac{\sum_{i=1}^n m_i}{n}$$

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n r_i}{n}$$

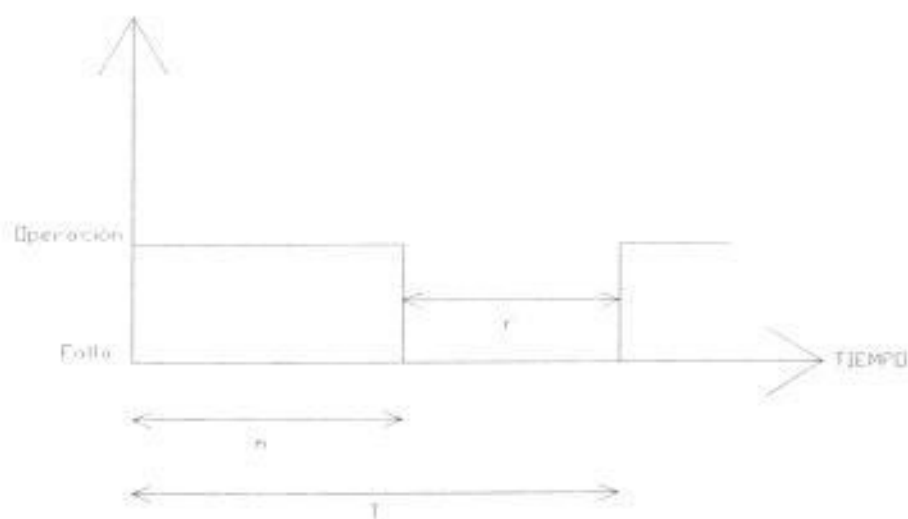


Fig. 5.7

$$T = m + r$$

$$m = \frac{1}{\lambda} \quad r = \frac{1}{\mu} \quad T = \frac{1}{f}$$

Donde;

λ = Tasa de falla del componente

μ = Tasa de reparación del componente

m = Tiempo promedio de operación del componente

r = Tiempo promedio de reparación del componente

m = MTTF (tiempo promedio a la falla)

r = MTTR (tiempo promedio a la reparación)

T = MTBF (tiempo promedio entre fallas)

* El valor numérico de MTBF tiende al valor de MTTF porque MTTR por lo general es muy pequeño.

5.4.2 ANÁLISIS PREDICTIVO

Para este análisis utilizamos el método de los cortes mínimos la cual se resume en los siguientes pasos:

1. Creación del gráfico unifilar del sistema y asignación de parámetros de confiabilidad de cada componente de la red de distribución radial a los elementos del gráfico.
2. Formación de las trayectorias mínimas de todos los nodos fuente a todos los nodos de carga.
3. Deducción de todos los cortes mínimos de primer orden a todos los nodos de carga.
4. Cálculo de índices de confiabilidad para cada nodo de carga y para el sistema (red de distribución radial).

Debemos indicar que los nodos de carga considerados en nuestro estudio, son producto de la agrupación de varios transformadores de distribución cercanos, para lo cual se los ha ubicado tomando en cuenta la distancia más lejana al último

transformador con una carga total dada por la suma de todos sus transformadores, esto se realiza tanto para el análisis de la situación de la red actual y para el análisis de la configuración mejorada, tal como muestra los planos de los diagramas de las fases A, B y C (Lamina I, II, III, VII, VIII y IX).

A partir de los diagramas mencionados se obtendrán los gráficos unifilares para el método de los cortes mínimos tal como muestra las láminas IV, V, VI, X, XI y XII correspondientes a cada fase tanto para la red actual como para la reconfigurada.

Con ayuda de estos gráficos se ha desarrollado el método de los cortes mínimos por fase tanto para la configuración actual del sistema como para el reconfigurado. Los resultados del análisis actual de los índices por fases se presentan en las tablas 5.9, 5.10, 5.11, y los del análisis del sistema reconfigurado en las tablas 5.12, 5.13, 5.14, se presenta además un cuadro comparativo (Tabla 5.15) de los índices de confiabilidad calculados del análisis predictivo actual y reconfigurado.

Para obtener una aproximación más cercana de nuestros índices a futuro, hemos tomado en los cálculos la condición de falla de los elementos de protección por lo que hemos asignado una probabilidad de operación exitosa del 90%, la cual se refleja en la contribución de las tasas de falla de los elementos protegidos, y se rigen por la siguiente ecuación.

$$\lambda_{falla} = \text{tasa de falla / fusible opera} \times P(\text{fusible opera}) + \text{tasa de falla / fusible falla} \times P(\text{fusible falla})$$

A manera de ejemplo supongamos que el elemento o nodo a proteger tiene una tasa de falla de 0.6 y que la protección del

mismo tiene una probabilidad de operación exitosa del 90%, entonces este efecto se reflejara en la forma que se describe a continuación:

$$\lambda_{falla} = (0 \times 0.9) + (0.6 \times 0.1)$$

$$\lambda_{falla} = 0.06$$

cabe destacar que si no se toma en consideración este efecto, la incidencia de una falla en el equipo o nodo protegido no contribuirá en los cálculos de índices de otro nodo de carga.

5.4.3 DESCRIPCIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN PARA MEJORAR LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Una vez conocido los índices de confiabilidad, se plantea una alternativa de mejora en el sistema que consiste en una reestructuración de los componentes y aumento de ciertos elementos de protección. De esta forma notaremos que en los cálculos con la mejora planteada, se reducirán los índices, de tal forma que no rebasen el máximo permisible dictado por nuestro órgano regulador de energía CONELEC (Consejo Nacional de Electrificación), tal como se muestra en el cuadro comparativo (Tabla 5.16) de energías no suministradas (ENS y ENS penalizada), antes y después de la mejora. Donde ENS es la energía no suplida por el distribuidor al sistema durante la falla y la ENS penalizada definida de acuerdo a la regulación No. CONELEC-004/01 numeral 3.2.4.

A continuación detallaremos los cambios realizados en la configuración de nuestro sistema, estas modificaciones fueron desarrolladas tomando en cuenta las facilidades

físicas en el sitio tanto para la ubicación de los nuevos elementos como para la readecuación de las líneas, tal como se ilustra en los planos actuales y reconfigurados de la ciudadela (lámina XIII y XIV). Reconfigurando además el sistema, de tal forma que se enmarque en su totalidad dentro de los criterios de diseño dados por el antiguo INECEL (Instituto Nacional Ecuatoriano de Electrificación), que detalla lo siguiente:

En general los dispositivos de protección y seccionamiento para una red primaria se localizarán:

- En el ramal principal, localizados en puntos intermedios que permitan el seccionamiento y protección de bloques de potencia comprendidos entre 300 y 400 KVA o en todo caso, conjuntos de 5 a 6 transformadores de distribución.
- En todas las derivaciones del ramal principal que alimenten 2 o más transformadores de distribución.
- En todas las derivaciones de líneas aéreas o cable aislado en instalación subterránea.

Finalmente se adicionaron más protecciones con el objeto de mejorar los índices de confiabilidad.

Fase A

Colocación de caja porta fusible en la alimentación de la carga D en el poste ubicado de la Mz J1 tal como se indica en los planos adjuntos (lámina XIV).

Fase B

* Colocación de caja porta fusible en la alimentación de la carga A en el poste ubicado de la Mz Y1 tal como se indica en los planos adjuntos (lámina XIV)..

- * Independizar la carga E y D de la carga B y C mediante la desconexión de los puentes monofásicos de media tensión correspondientes, ubicados entre las Mzs X1 y W1.
- * Adicionalmente colocar caja porta fusible para la nueva alimentación de la carga D, en el poste ubicado de la Mz X1 tal como se indica en los planos adjuntos (lámina XIV). Para la realización de lo anteriormente mencionado se deberá colocar 2 postes de 12 mts con estructuras monofásicas tangentes simples en lugar de los 2 postes de 9 mts existentes en la Mz X1, además se aumentará un poste de 12 mts con estructura trifásica tangente simple y una estructura terminal monofásica simple con su respectivo tensor farol ubicado en la esquina de la Mz X1, saliendo de este el nuevo alimentador (200 mts de cable ASCR #2 AWG) con su respectiva caja portafusible.
- Cabe mencionar que el sistema de baja tensión será nuevamente utilizado, siempre y cuando esté en las condiciones adecuadas luego del desmontaje.

Fase C

Colocación de caja porta fusible en el tramo #3 de la alimentación a las cargas D, E, F, H e I ubicado paralelo a la Av. Río Guayas en el poste de la esquina de la Mz T1 frente a la Mz V1 tal como se indica en los planos adjuntos (lámina XIV).

Colocación de caja porta fusible en la alimentación de la carga C en el poste ubicado en la Mz T1 frente a la Mz S1 tal como se indica en los planos adjuntos (lámina XIV).

5.4.4 CÁLCULO DEL COSTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA MEJORA DE LOS ÍNDICES DE CONFIABILIDAD

Para el cálculo del costo de la nueva implementación hemos realizado un presupuesto referencial tomando como base precios competitivos en el mercado tanto para los materiales como para la mano de obra. El desglose por rubros lo describimos en la tabla 5.17.

5.4.5 CÁLCULO DE LA AMORTIZACIÓN DEL PROYECTO

Para el cálculo de la amortización del costo total del proyecto, se ha utilizado una tasa de interés del 12% anual, tomando como anualidades el valor de dólares recuperados anualmente por la implementación del mejoramiento del proyecto.

Estos dólares recuperados anualmente fueron calculados en base al aumento de la energía total facturada más el ahorro por la disminución de las penalizaciones.

El detalle de estos cálculos son descritos a continuación:

TABLA 5,18

COSTO X RWH		\$ 0,00		
COSTO X PENALIZACIÓN		\$ 0,42		
FASES	B/S	DÓLARES FACTURADOS	EN PENALIZADA	DÓLARES PENALIZADOS
A	2012,33	907,94	262,00	19,20
B	4950,60	364,13	801,74	336,73
C	2400,22	182,05	350,50	147,23
TOTAL		\$ 1717,13		\$ 690,16
DIFERENCIA TOTAL ANUAL (ESTADO ACTUAL)				\$ 1.326,97
FASES	B/S	DÓLARES FACTURADOS	EN PENALIZADA	DÓLARES PENALIZADOS
A	3511,33	207,94	0,00	0,00
B	3306,12	266,46	0,00	0,00
C	2280,60	182,05	33,98	14,23
TOTAL		\$ 512,25		\$ 14,23
DIFERENCIA TOTAL ANUAL (ESTADO MEJORADO)				\$ 986,58
DÓLARES RECUPERADOS ANUALES (B-A)				\$ 720,74
INVERSIÓN Y IMPLEMENTACIÓN DE MEJORAMIENTO				\$ 1.681,94
TASA DE INTERÉS PROMEDIO ANUAL %				12,00
# DE AÑOS PARA RECUPERAR LA INVERSIÓN				4,25

Podemos notar entonces, que en cada una de las fases del sistema se produce una notable reducción de la energía no suplida (Tabla 5.16), es decir la que se está dejando de facturar (ENS) durante las interrupciones en el periodo de estudio; de la misma manera se produce una reducción de las penalizaciones por energía no suministrada (ENS PENALIZADA) llevando las penalizaciones de las fases A y B a cero, mientras que en la fase C aunque se pudo reducir sus índices a valores muy bajos, rebasando tan solo uno de ellos, el FMIK (frecuencia media de las interrupciones por KVA), en el 1.5% del límite exigido por el CONELEC disminuyendo así al 10% su penalización.

Cabe destacar que hemos asumido el valor de penalización de 42 centavos de dólar por KWH penalizado, tal como dicta la regulación nicaragüense en la subetapa 3, en vista de que en la regulación ecuatoriana no está definido.

Paralelo ha esto se ha realizado un presupuesto referencial el cual detalla la inversión necesaria para realizar los cambios propuestos en el proyecto incluyendo materiales, mano de obra y otros costos, el mismo que asciende a \$3681,94. Este valor será recuperable con el ahorro de las penalizaciones y el aumento en su facturación en aproximadamente 4.22 años con un interés anual del 12%, tal como muestra la tabla 5.18.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se comprueba que la falta de seguimiento de las normas básicas de diseño de las protecciones en sistemas de distribución, produce un desmejoramiento de la confiabilidad.
- Es importante realizar un estudio de análisis predictivo en los sistemas de distribución, ya que podríamos realizar cambios y reestructuraciones de los componentes y elementos de protección pudiendo así predecir el nuevo comportamiento del sistema y buscar siempre mejorarlo, una vez que se cumplan con las normas básicas de diseño.
- Los sistemas de distribución deben tratar de mantenerse balanceados para una mejor operación de los mismos, ya que el desbalance tiene ingerencia en el desmejoramiento de la confiabilidad.
- En el estudio realizado a la ciudadela Entre Ríos se confirma que la no aplicación de las normas básicas de diseño y el crecimiento desordenado, produce un desmejoramiento de la confiabilidad.
- Con una leve reconfiguración del sistema, cumpliendo con las normas básicas de diseño, obtuvimos una mejora sustancial en los índices de confiabilidad, reduciendo así mismo pérdidas por facturación y penalización de la empresa distribuidora, tal como lo ilustra el caso de estudio.

- Las inversiones en mejoras de la confiabilidad para nuestro caso de estudio son recuperables ya que se amortizarán en 4.22 años, de acuerdo a las suposiciones mencionadas en el caso de estudio.
- Las inversiones en mejoras de la confiabilidad son más rentables y motivadoras para las empresas distribuidoras de energía eléctrica, cuando las penalizaciones son más altas, en tanto esto represente un costo económico para los accionistas.
- En lo referente a la regulación ecuatoriana se debe definir el valor de la penalización por KWH no suministrado, ya que sin esto no se puede hacer efectiva la penalización y las empresas distribuidoras no tienen incentivo para mejorar su calidad del servicio técnico.
- Existen muchas falencias de las empresas distribuidoras en la adquisición de datos para generar los registros precisos y necesarios en la realización del análisis de confiabilidad como por ejemplo la actualización de los incrementos de carga y reconfiguraciones de sus sistemas. Así mismo las empresas distribuidoras de nuestro país no están en capacidad de calcular índices por consumidor ya que no poseen los equipos necesarios para poder registrar el historial del comportamiento de cada cliente del sistema.
- Los países latinos de nuestro estudio tienen muchas similitudes entre sus regulaciones, siendo sus límites diferenciados de acuerdo al status de cada uno.

ANEXOS

PROMEDIOS DE LAS TRES FASES

INDICER ANUALES

Número de conexiones atendidas (No.)	1013
Número de conexiones desatendidas (No.)	828
Número de conexiones (No.)	1813
Conexiones por cada (No.)	3244,519687
Energía no sujeta (kWh)	2192,400249
EVA conexiones por el servicio	2137,5
EVA mensual instalado	3245
EVAH no sujeta	8843,833322
EVA conectado	3146,5

SAETI *	6,2446 109070,000
CAETI *	6,2448 109070,000
SAESI *	2,2181 109070,000
CAESI *	0,3548 30983008,10907
ASAI *	0,0987
ASIS *	0,0003
EAS *	2182,6962 10907
AFES *	2,1643 109070,000
ACOS *	2,1943 109070,000
FMK *	6,1732765 109070,000
TTK *	2,213448742 109070,000
ES *	8,80097728

INDICER SEMESTRALES

Número de conexiones atendidas (No.)	1013
Número de conexiones desatendidas (No.)	8123
Número de conexiones (No.)	9133
Conexiones por cada (No.)	1586,15
Energía no sujeta (kWh)	1255,887195
EVA conexiones por el servicio	18879
EVA mensual instalado	3148
EVAH no sujeta	2904,3
EVA conectado	2848,2

SAETI *	5,0273 109070,000
CAETI *	5,0273 109070,000
SAESI *	1,2678 109070,000
CAESI *	0,3180 30983008,10907
ASAI *	0,0988
ASIS *	0,0002
EAS *	1255,8872 kWh
AFES *	5,2798 109070,000
ACOS *	1,2288 109070,000
FMK *	5,840033003 109070,000
TTK *	5,549933344 109070,000
ES *	2,0011928

TABLA 5.4

CALCULO DE INDICES DE LA CIUDADELA ENTRE RIOS

PAISES	INDICES BASADOS EN CLIENTES							
	SAFI	NIA	SAIDI	TIEB	ASAI	IIS	CAFI	CAIDI
Argentina								
Nicaragua								
España		6,245		2,216		0,0003		
Texas/anglosajón	6,245		2,216		0,9997		6,245	0,355
Ecuador								

PAISES	INDICES BASADOS EN POTENCIA						
	FMK	NIEPI	ASIFI	TTIK	TIEPI	ASIDI	ISS
Argentina	6,178			2,313			
Nicaragua	5,040			1,550			
España		6,178			2,313		
Texas/anglosajón			6,178			2,313	0,000268
Ecuador	6,178			2,313			

PAISES	INDICES BASADOS EN ENERGÍA X SISTEMA (Penalizaciones)					
	ENS 1. ETAPA	ENS 2. ETAPA		ENS 3. ETAPA		
Argentina						
Nicaragua	2045,380		2367,480		2609,050	
España						
Texas						
Ecuador	1155,260					

TABLA 5.5

MODELLO PRESSIONI FARM A
TABELLA 3.8

Indirizzo	Numero di concessione	Indirizzo farmacia	Indirizzo farmacia	Indirizzo farmacia	Indirizzo farmacia	Indirizzo farmacia	Indirizzo farmacia	Indirizzo farmacia	Indirizzo farmacia	Indirizzo farmacia	Indirizzo farmacia	Indirizzo farmacia	Indirizzo farmacia
A	5	112,5	4,3641	2,440414782	32,2504810	29,250481743	0,70	18	42,250481045	188,052929	81,313058642		
B	58	112,5	4,3646	2,796518432	288,3968	591,6306066	0,70	85,5	219,4758896	961,333	313,899738		
C	44	137,5	5,8964	3,298396464	259,53040	145,1294444	0,70	104,5	317,1078036	811,03275	453,296138		
D	10	25	4,3641	2,440414780	43,64118	24,40414780	0,70	19	42,69840040	100,702295	61,0706994		
E	38	150	8,0481	3,385101964	229,829104	128,5198758	0,70	114	254,7188871	907,2182	507,315296		
F	74	237,5	8,0481	3,385101964	447,558982	250,2756475	0,70	180,5	261,0218871	1438,424825	803,2402235		
G	54	212,5	5,7066	3,180775069	308,123958	172,3018537	0,70	181,5	474,0802897	1212,51723	674,0387021		
GRANDI	290	900		1650,449224		811,1683373		2012,332709		5146,727845	2878,050214		

SAUP	5,822224578	1000000000
SAED	3,142965277	1000000000
CAED	0,5692	1000000000
ASAI	0,999841	
ASLA	3,1447-04	
ANS	2012,332709	€ kWh
AMPK	3,7108865	€ kWh
TTK	3,191833277	1000000000

LIMITE FARM	3	€ kWh
LIMITE TTK	10	1000000000
ENS PENALIZZAZIO	252,866204	€ kWh

DESARROLLO DEL ANÁLISIS DE LA FASE A

TASA DE FALLA(A)(FALLAS/ANO/METRO)		0,00594
TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCION		0,5592
TIEMPO DEL SISTEMA	DISTANCIA EN METROS	TASA DE FALLA(A)(FALLAS/ANO)
1	120	0,7128
2	55	0,3267
3	50	0,2970
4	55	0,3267
a	50	0,2970
b	100	0,5940
c	170	1,0098
d	335	1,9899
e	140	0,8316
f	175	1,0395
g	265	1,5741
		1515

PUNTO DE CARGA A			
PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA(A)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCION (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION (L)
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,5940	0,5592	0,3321648
c	0,0101	0,5592	0,005646802
d	1,9899	0,5592	1,11275208
e	0,0832	0,5592	0,046503072
f	0,1040	0,5592	0,05812884
g	0,1574	0,5592	0,088023672
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCION DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION DEL SISTEMA (L)	
4,3641	0,5592	2,440414786	

PUNTO DE CARGA B			
PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA(A)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCION (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION (L)
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,5940	0,5592	0,3321648
c	0,1010	0,5592	0,056468016
d	1,9899	0,5592	1,11275208
e	0,0832	0,5592	0,046503072
f	0,1040	0,5592	0,05812884
g	0,1574	0,5592	0,088023672
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCION DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION DEL SISTEMA (L)	
4,0895	0,5592	2,79018432	

PUNTO DE CARGA C

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (%)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,5940	0,5592	0,3321648
c	1,0098	0,5592	0,56468016
d	1,9899	0,5592	1,11275208
e	0,0832	0,5592	0,046503072
f	0,1040	0,5592	0,05812884
g	0,1574	0,5592	0,088023672
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	5,8984	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (h)
		0,5592	3,298598484

PUNTO DE CARGA D

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (%)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,0594	0,5592	0,03321648
c	0,0101	0,5592	0,005646802
d	1,9899	0,5592	1,11275208
e	0,0832	0,5592	0,046503072
f	0,1040	0,5592	0,05812884
g	0,1574	0,5592	0,088023672
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	4,3641	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (h)
		0,5592	2,440414788

PUNTO DE CARGA E

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (%)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,0594	0,5592	0,03321648
c	0,0101	0,5592	0,005646802
d	1,9899	0,5592	1,11275208
e	0,8316	0,5592	0,46503072
f	1,0395	0,5592	0,5812884
g	0,1574	0,5592	0,088023672
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	6,0481	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (h)
		0,5592	3,332101984

PUNTO DE CARGA F			
PUNTO FALLADO (i)	TASA DE FALLA (λ _i)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T _i)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (T _i)
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,0594	0,5592	0,03321648
c	0,0101	0,5592	0,005646802
d	1,9899	0,5592	1,11275208
e	0,8316	0,5592	0,46503072
f	1,0395	0,5592	0,5812884
g	0,1574	0,5592	0,088023672
TASA DE FALLA DEL SISTEMA		TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T _s)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T _s)
6,0481		0,5592	3,382101894

PUNTO DE CARGA G			
PUNTO FALLADO (i)	TASA DE FALLA (λ _i)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T _i)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (T _i)
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,0594	0,5592	0,03321648
c	0,0101	0,5592	0,005646802
d	1,9899	0,5592	1,11275208
e	0,0083	0,5592	0,004650307
f	0,1040	0,5592	0,05812884
g	1,5741	0,5592	0,88023672
TASA DE FALLA DEL SISTEMA		TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T _s)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T _s)
5,7060		0,5592	3,190775069

DESARROLLO DEL ANÁLISIS DE LA FASE B

TASA DE FALLA(A)(FALLAS/AÑO/METRO)		0,00346
TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCION		0,6909
TIEMPO DEL SISTEMA	DISTANCIA EN METROS	TASA DE FALLA(A)(FALLAS/AÑO)
1	150	0,5190
2	1	0,0035
3	245	0,8477
4	120	0,4152
5	30	0,1038
6	250	0,8650
7	300	1,0380
a	210	0,7266
b	170	0,5882
c	190	0,6574
d	150	0,5190
e	140	0,4844
f	2,5	0,0087
g	90	0,3114
h	110	0,3806
i	660	2,2836
j	80	0,2768
k	80	0,2768
l	200	0,6920

3178,5

$$r_s = \frac{\sum \lambda_i t_i}{\sum \lambda_i}$$

$$U_s = \lambda_s r_s$$

PUNTO DE CARGA A			
PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA(A)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCION (r)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,7266	0,6909	0,50200794
b	0,0118	0,6909	0,008127748
c	0,1315	0,6909	0,090839532
d	0,1038	0,6909	0,07171542
e	0,0969	0,6909	0,066934392
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA		TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCION DEL SISTEMA (P)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION DEL SISTEMA (R)
	4,1954	0,6909	2,899287095

PUNTO DE CARGA B

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (τ)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (E)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,7266	0,6909	0,50200794
b	0,5882	0,6909	0,40838738
c	0,6574	0,6909	0,45419766
d	0,5190	0,6909	0,3585771
e	0,4844	0,6909	0,33467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA (λ _S)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (τ _S)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (E _S)	
6,1015	0,6909	4,215504103	

PUNTO DE CARGA C

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (τ)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (E)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,7266	0,6909	0,50200794
b	0,0588	0,6909	0,040638738
c	0,6574	0,6909	0,45419766
d	0,5190	0,6909	0,3585771
e	0,4844	0,6909	0,33467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA (λ _S)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (τ _S)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (E _S)	
5,5721	0,6909	3,849755461	

PUNTO DE CARGA D

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (τ)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (E)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,7266	0,6909	0,50200794
b	0,0588	0,6909	0,040638738
c	0,6574	0,6909	0,45419766
d	0,5190	0,6909	0,3585771
e	0,4844	0,6909	0,33467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (τ)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (E)	
5,5721	0,6909	3,849755461	

PUNTO DE CARGA E

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (τ)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (E)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,7266	0,6909	0,50200794
b	0,0588	0,6909	0,040638738
c	0,6574	0,6909	0,45419766
d	0,5190	0,6909	0,3585771
e	0,4844	0,6909	0,33467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (τ)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (E)	
5,5721	0,6909	3,849755461	

PUNTO DE CARGA F

PUNTO FALLADO (R)	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (M)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,7266	0,6909	0,50200794
b	0,0118	0,6909	0,008127748
c	0,1315	0,6909	0,090839532
d	0,1038	0,6909	0,07171542
e	0,0969	0,6909	0,066934392
f	0,0087	0,6909	0,005976285
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (M)	
4,2042	0,6909	2,904665751	

PUNTO DE CARGA G

PUNTO FALLADO (R)	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (M)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,7266	0,6909	0,50200794
b	0,0118	0,6909	0,008127748
c	0,1315	0,6909	0,090839532
d	0,1038	0,6909	0,07171542
e	0,0969	0,6909	0,066934392
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,3114	0,6909	0,21514626
h	0,0381	0,6909	0,026295654
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (M)	
4,5109	0,6909	3,116584817	

PUNTO DE CARGA H

PUNTO FALLADO (S)	TASA DE FALLA (F)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,7266	0,6909	0,50200794
b	0,0118	0,6909	0,008127748
c	0,1315	0,6909	0,090839532
d	0,1038	0,6909	0,07171542
e	0,0969	0,6909	0,066934392
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,3114	0,6909	0,21514626
h	0,0381	0,6909	0,026295654
i	2,2836	0,6909	1,57773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA (F)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
6,5661	0,6909	4,536550133	

PUNTO DE CARGA I

PUNTO FALLADO (S)	TASA DE FALLA (F)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	1,0380	0,6909	0,7171542
a	0,7266	0,6909	0,50200794
b	0,0118	0,6909	0,008127748
c	0,1315	0,6909	0,090839532
d	0,1038	0,6909	0,07171542
e	0,0969	0,6909	0,066934392
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	2,2836	0,6909	1,57773924
j	0,0028	0,6909	0,001912411
k	0,0277	0,6909	0,019124112
l	0,0069	0,6909	0,004781028
TASA DE FALLA DEL SISTEMA (F)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
7,2195	0,6909	4,987926987	

PUNTO DE CARGA J

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	1,0380	0,6909	0,7171542
a	0,7266	0,6909	0,50200794
b	0,0118	0,6909	0,008127748
c	0,1315	0,6909	0,090839532
d	0,1038	0,6909	0,07171542
e	0,0969	0,6909	0,066934392
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	2,2836	0,6909	1,57773924
j	0,2768	0,6909	0,19124112
k	0,2768	0,6909	0,19124112
l	0,0692	0,6909	0,04781028
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
7,8049	0,6909	5,392401956	

PUNTO DE CARGA K

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	1,0380	0,6909	0,7171542
a	0,7266	0,6909	0,50200794
b	0,0118	0,6909	0,008127748
c	0,1315	0,6909	0,090839532
d	0,1038	0,6909	0,07171542
e	0,0969	0,6909	0,066934392
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	2,2836	0,6909	1,57773924
j	0,0277	0,6909	0,019124112
k	0,2768	0,6909	0,19124112
l	0,0692	0,6909	0,04781028
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
7,5558	0,6909	5,220284948	

PUNTO DE CARGA L

UBICACION	TASA DE FALLA(A)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCION (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION(M)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	1,0380	0,6909	0,7171542
8	0,7266	0,6909	0,50200794
9	0,0118	0,6909	0,008127748
0	0,1315	0,6909	0,090839532
0	0,1038	0,6909	0,07171542
8	0,0969	0,6909	0,066934392
1	0,0009	0,6909	0,000597629
1	0,0311	0,6909	0,021514626
1	0,0038	0,6909	0,002629565
1	2,2836	0,6909	1,57773924
1	0,0277	0,6909	0,019124112
1	0,2768	0,6909	0,19124112
1	0,6920	0,6909	0,4781028
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCION DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION DEL SISTEMA(M)	
8,1786	0,6909	5,650577468	

DESARROLLO DEL ANÁLISIS DE LA FASE C

TASA DE FALLA(A)/FALLAS/AÑO(METRO)		0,004576669
TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN		0,4984
TRAMOS DEL SISTEMA	DISTANCIA EN METROS	TASA DE FALLA(A)/FALLAS/AÑO
1	20	0,0915
2	20	0,0915
3	160	0,7323
4	100	0,4577
5	90	0,4119
6	40	0,1831
7	20	0,0915
8	20	0,0915
9	95	0,4348
a	160	0,7323
b	250	1,1442
c	160	0,7323
d	300	1,3730
e	70	0,3204
f	400	1,8307
g	140	0,6407
h	150	0,6865
i	210	0,961100563

2405

$$r_s = \frac{\sum \lambda_i t_i}{\sum \lambda_i}$$

$$U_s = \lambda_s t_s$$

PUNTO DE CARGA A				
PLANTO FALLADO	TASA DE FALLA(A)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN(U)	
1	0,0915	0,4984	0,04562024	
2	0,0915	0,4984	0,04562024	
3	0,7323	0,4984	0,36496192	
4	0,0458	0,4984	0,02281012	
5	0,0041	0,4984	0,002052911	
6	0,0018	0,4984	0,000912405	
7	0,0092	0,4984	0,004562024	
8	0,0092	0,4984	0,004562024	
9	0,0435	0,4984	0,021669614	
a	0,7323	0,4984	0,36496192	
b	0,0011	0,4984	0,000570253	
c	0,0073	0,4984	0,003649619	
d	0,0137	0,4984	0,006843036	
e	0,0320	0,4984	0,015967084	
f	1,8307	0,4984	0,912404801	
g	0,0064	0,4984	0,003193417	
h	0,0069	0,4984	0,003421518	
i	0,0961	0,4984	0,047901252	
TASA DE FALLA DEL SISTEMA		TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
3,7554		0,485644653	1,823783146	

PUNTO DE CARGA B

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (1)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,4577	0,4984	0,2281012
5	0,4119	0,4984	0,20529108
6	0,1831	0,4984	0,09124048
7	0,0092	0,4984	0,004562024
8	0,0092	0,4984	0,004562024
9	0,0435	0,4984	0,021669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	1,1442	0,4984	0,570253
c	0,7323	0,4984	0,36496192
d	0,0137	0,4984	0,006843036
e	0,0320	0,4984	0,015967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,6407	0,4984	0,31934168
h	0,0069	0,4984	0,003421518
i	0,0961	0,4984	0,047901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
7,2586	0,491800757	3,569783783	

PUNTO DE CARGA C

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (1)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,4577	0,4984	0,2281012
5	0,4119	0,4984	0,20529108
6	0,1831	0,4984	0,09124048
7	0,0092	0,4984	0,004562024
8	0,0092	0,4984	0,004562024
9	0,0435	0,4984	0,021669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,1144	0,4984	0,0570253
c	0,7323	0,4984	0,36496192
d	0,0137	0,4984	0,006843036
e	0,0320	0,4984	0,015967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,6407	0,4984	0,31934168
h	0,0069	0,4984	0,003421518
i	0,0961	0,4984	0,047901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
6,2288	0,490709772	3,056556083	

PUNTO DE CARGA D

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,0458	0,4984	0,02281012
5	0,0041	0,4984	0,002052911
6	0,0018	0,4984	0,000912405
7	0,0915	0,4984	0,04562024
8	0,0915	0,4984	0,04562024
9	0,4348	0,4984	0,21669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,0011	0,4984	0,000570253
c	0,0073	0,4984	0,003649619
d	1,3730	0,4984	0,684303601
e	0,3204	0,4984	0,15967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,0064	0,4984	0,003193417
h	0,0687	0,4984	0,03421518
i	0,9611	0,4984	0,47901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
6,8858	0,428835014	2,952884087	

PUNTO DE CARGA E

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,0458	0,4984	0,02281012
5	0,0041	0,4984	0,002052911
6	0,0018	0,4984	0,000912405
7	0,0915	0,4984	0,04562024
8	0,0915	0,4984	0,04562024
9	0,4348	0,4984	0,21669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,0011	0,4984	0,000570253
c	0,0073	0,4984	0,003649619
d	0,1373	0,4984	0,06843036
e	0,3204	0,4984	0,15967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,0064	0,4984	0,003193417
h	0,0687	0,4984	0,03421518
i	0,9611	0,4984	0,47901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
5,6501	0,413620931	2,337010847	

PUNTO DE CARGA F

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,0458	0,4984	0,02281012
5	0,0041	0,4984	0,002052911
6	0,0018	0,4984	0,000912405
7	0,0092	0,4984	0,004562024
8	0,0092	0,4984	0,004562024
9	0,0435	0,4984	0,021669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,0011	0,4984	0,000570253
c	0,0073	0,4984	0,003649619
d	0,0137	0,4984	0,006843036
e	0,0320	0,4984	0,015967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,0064	0,4984	0,003193417
h	0,0069	0,4984	0,003421518
i	0,0961	0,4984	0,047901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	
3,7554	0,485644653	1,823783146	

PUNTO DE CARGA G

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,4577	0,4984	0,2281012
5	0,4119	0,4984	0,20529108
6	0,1831	0,4984	0,09124048
7	0,0092	0,4984	0,004562024
8	0,0092	0,4984	0,004562024
9	0,0435	0,4984	0,021669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,1144	0,4984	0,0570253
c	0,7323	0,4984	0,36496192
d	0,0137	0,4984	0,006843036
e	0,0320	0,4984	0,015967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,6407	0,4984	0,31934168
h	0,0069	0,4984	0,003421518
i	0,0961	0,4984	0,047901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	
6,2288	0,490709772	3,056556083	

PUNTO DE CARGA H

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,0458	0,4984	0,02281012
5	0,0041	0,4984	0,002052911
6	0,0018	0,4984	0,000912405
7	0,0915	0,4984	0,04562024
8	0,0915	0,4984	0,04562024
9	0,4348	0,4984	0,21669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,0011	0,4984	0,000570253
c	0,0073	0,4984	0,003649619
d	0,1373	0,4984	0,06843036
e	0,3204	0,4984	0,15967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,0064	0,4984	0,003193417
h	0,6865	0,4984	0,3421518
i	0,9611	0,4984	0,47901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	
6,2680	0,421977818	2,644947467	

PUNTO DE CARGA I

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,0458	0,4984	0,02281012
5	0,0041	0,4984	0,002052911
6	0,0018	0,4984	0,000912405
7	0,0915	0,4984	0,04562024
8	0,0915	0,4984	0,04562024
9	0,4348	0,4984	0,21669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,0011	0,4984	0,000570253
c	0,0073	0,4984	0,003649619
d	0,1373	0,4984	0,06843036
e	0,3204	0,4984	0,15967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,0064	0,4984	0,003193417
h	0,0687	0,4984	0,03421518
i	0,9611	0,4984	0,47901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	
5,6501	0,413620931	2,337010847	

DESARROLLO DEL ANÁLISIS DEL MEJORAMIENTO DE LA FASE A

TASA DE FALLA(A)(FALLAS/AÑO/METRO)		0,00594
TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN		0,5592
TRAMOS DEL SISTEMA	DISTANCIA EN METROS	TASA DE FALLA(A)(FALLAS/AÑO)
1	120	0,7128
2	55	0,3267
3	50	0,2970
4	55	0,3267
a	50	0,2970
b	100	0,5940
c	170	1,0068
d	335	1,9899
e	140	0,8316
f	175	1,0395
g	265	1,5741

1515

PUNTO DE CARGA A

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA(A)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN(U)
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,0594	0,5592	0,03321648
c	0,0101	0,5592	0,005646802
d	0,1990	0,5592	0,111275208
e	0,0832	0,5592	0,046503072
f	0,1040	0,5592	0,05812884
g	0,0157	0,5592	0,008802367
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	2,4315	0,5592	1,359716609

PUNTO DE CARGA B

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA(A)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN(U)
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,5940	0,5592	0,3321648
c	0,1010	0,5592	0,056468016
d	0,1990	0,5592	0,111275208
e	0,0832	0,5592	0,046503072
f	0,1040	0,5592	0,05812884
g	0,0157	0,5592	0,008802367
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	3,0570	0,5592	1,709486143

PUNTO DE CARGA C			
PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,5940	0,5592	0,3321648
c	1,0098	0,5592	0,56469016
d	0,1990	0,5592	0,111275208
e	0,0832	0,5592	0,046503072
f	0,1040	0,5592	0,05812884
g	0,0157	0,5592	0,008802367
TASA DE FALLA DEL SISTEMA		TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (h)
3,9658		0,5592	2,217698287

PUNTO DE CARGA D			
PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,0594	0,5592	0,03321648
c	0,0101	0,5592	0,005646802
d	1,9899	0,5592	1,11275208
e	0,0832	0,5592	0,046503072
f	0,1040	0,5592	0,05812884
g	0,1574	0,5592	0,088023672
TASA DE FALLA DEL SISTEMA		TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (h)
4,3641		0,5592	2,440414789

PUNTO DE CARGA E			
PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,0694	0,5592	0,03321648
c	0,0101	0,5592	0,005646802
d	0,1990	0,5592	0,111275208
e	0,8316	0,5592	0,46503072
f	1,0395	0,5592	0,5812884
g	0,0157	0,5592	0,008802367
TASA DE FALLA DEL SISTEMA		TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (h)
4,1155		0,5592	2,301403417

PUNTO DE CARGA F

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLAS	TIEMPO MEDIO DE REPARACION (T _R)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,0594	0,5592	0,03321648
c	0,0101	0,5592	0,005646802
d	0,1990	0,5592	0,111275208
e	0,8316	0,5592	0,46503072
f	1,0395	0,5592	0,5812884
g	0,0157	0,5592	0,008802367
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	4,1155	0,5592	2,501403817

PUNTO DE CARGA G

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLAS	TIEMPO MEDIO DE REPARACION (T _R)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN
1	0,7128	0,5592	0,39859776
2	0,3267	0,5592	0,18269064
3	0,2970	0,5592	0,1660824
4	0,3267	0,5592	0,18269064
a	0,2970	0,5592	0,1660824
b	0,0594	0,5592	0,03321648
c	0,0101	0,5592	0,005646802
d	1,9899	0,5592	1,11275208
e	0,0083	0,5592	0,004650307
f	0,1040	0,5592	0,05812884
g	1,5741	0,5592	0,88023672
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	5,7060	0,5592	3,190775069

ANÁLISIS PREDICTIVO MEJORADO FASE B
TABLA 5.12

ITEM	CANTIDAD DE COMPONENTES	ACTIVIDAD COMPLETA	VALOR UNITARIO	IMPORTE PREDICADO DE ACTIVIDADES	IMPORTE PREDICADO DE COMPONENTES COMPLETOS	IMPORTE PREDICADO DE COMPONENTES COMPLETOS	IMPORTE PREDICADO DE COMPONENTES COMPLETOS	IMPORTE PREDICADO DE COMPONENTES COMPLETOS	IMPORTE PREDICADO DE COMPONENTES COMPLETOS	IMPORTE PREDICADO DE COMPONENTES COMPLETOS	IMPORTE PREDICADO DE COMPONENTES COMPLETOS	IMPORTE PREDICADO DE COMPONENTES COMPLETOS	IMPORTE PREDICADO DE COMPONENTES COMPLETOS
A	25	375	4.0244	2.7805	116.7084642	80.83387762	0.7%	208	3.34.3228415	1106.718126	164.5710000		
B	36	186	4.5445	3.1796	160.0088409	113.0218206	0.7%	128.4	382.2789396	148.037120	518.0625125		
C	44	187.5	4.0151	2.7740	176.6638632	122.0239631	0.7%	142.5	383.0745688	152.5239625	535.5955552		
D	34	112.5	3.8376	2.4814	130.4780832	90.14718696	0.7%	86.5	208.5584	431.7188225	248.2184642		
E	24	75	3.8664	2.8266	91.2647662	63.1170228	0.7%	57	137.910796	268.483725	180.2487125		
F	12	75	3.3782	2.3341	40.5382076	28.20866071	0.7%	37	122.207585	253.332641	175.0237544		
G	20	82.5	3.6892	2.5465	73.7300278	50.91928291	0.7%	47.5	111.209881	220.1173175	158.1232021		
H	44	100	4.0272	2.7828	177.2118272	123.4252326	0.7%	79	194.56149	402.15428	276.2632021		
I	120	135	8.3838	4.4171	319.878900	220.9698647	0.7%	85	386.875687	206.166228	551.0382125		
J	30	30	4.9326	3.4816	151.0818420	107.2618420	0.7%	37	178.39149	305.261478	203.1383711		
K	15	37.5	3.2291	2.18466	75.118466	48.4455681	0.7%	28.5	84.682823	125.2803125	121.1138101		
L	84	282.5	3.6620	2.4620	309.028712	214.2207724	0.7%	199.5	471.19529	1180.519162	860.1682327		
TOTAL	471	222.2			7620.02848	5128.02848		2228.22441		6847.28616	4799.249286		

GRUPO	4.625621284	actividad
GRUPO	3.112214827	actividad
GRUPO	3.18829	actividad
GRUPO	3.6668293	actividad
GRUPO	3.6668293	actividad
GRUPO	3.18829	actividad
GRUPO	4.41426623	actividad
GRUPO	3.087126832	actividad

GRUPO	5	actividad
GRUPO	10	actividad
GRUPO	383.762877	actividad

DESARROLLO DEL ANÁLISIS DEL MEJORAMIENTO DE LA FASE B

TASA DE FALLA(A)(FALLAS/AÑO/METRO)		0,00346
TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCION		0,6909
TRAMOS DEL SISTEMA	DISTANCIA EN METROS	TASA DE FALLA(A)(FALLAS/AÑO)
1	150	0,5190
2	1	0,0035
3	245	0,8477
4	120	0,4152
5	30	0,1038
6	250	0,8650
7	300	1,0380
a	210	0,7266
b	170	0,5882
c	190	0,6574
d	150	0,5190
e	140	0,4844
f	2,5	0,0087
g	90	0,3114
h	110	0,3806
i	660	2,2836
j	80	0,2768
k	80	0,2768
l	200	0,6920

3178,5

$$r_s = \frac{\sum \lambda_i r_i}{\sum \lambda_i}$$

$$U_s = \lambda_s r_s$$

PUNTO DE CARGA A

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA(A)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCION (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCION(U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,7266	0,6909	0,50200794
b	0,0059	0,6909	0,004063874
c	0,0657	0,6909	0,045419768
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	4,0244	0,6909	2,780478549

PUNTO DE CARGA B

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (s)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (s)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,5882	0,6909	0,40638738
c	0,6574	0,6909	0,45419766
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (s)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (s)	
4,5445	0,6909	3,139772803	

PUNTO DE CARGA C

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (s)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (s)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,0588	0,6909	0,040638738
c	0,6574	0,6909	0,45419766
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (s)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (s)	
4,0151	0,6909	2,774024161	

PUNTO DE CARGA D

PUNTO FALLADO	TASA (TASA DE FALLA)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,0059	0,6909	0,004063874
c	0,0657	0,6909	0,045419766
d	0,5190	0,6909	0,3585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	
3,8376	0,6909	2,651390793	

PUNTO DE CARGA E

PUNTO FALLADO	TASA (TASA DE FALLA)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,0059	0,6909	0,004063874
c	0,0657	0,6909	0,045419766
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,4844	0,6909	0,33467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	
3,8064	0,6909	2,629876167	

PUNTO DE CARGA F

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,0059	0,6909	0,004063874
c	0,0657	0,6909	0,045419766
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0087	0,6909	0,005976285
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
3,3783	0,6909	2,334050059	

PUNTO DE CARGA G

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,0059	0,6909	0,004063874
c	0,0657	0,6909	0,045419766
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,3114	0,6909	0,21514626
h	0,0381	0,6909	0,026295654
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
3,6850	0,6909	2,545969125	

PUNTO DE CARGA H

PUNTO FALLADO (S)	TASA DE FALLA (F)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	0,1038	0,6909	0,07171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,0059	0,6909	0,004063874
c	0,0657	0,6909	0,045419766
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,3114	0,6909	0,21514626
h	0,3806	0,6909	0,26295654
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0003	0,6909	0,000191241
k	0,0028	0,6909	0,001912411
l	0,0007	0,6909	0,000478103
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
4,0275	0,6909	2,782630011	

PUNTO DE CARGA I

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (F)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	1,0380	0,6909	0,7171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,0059	0,6909	0,004063874
c	0,0657	0,6909	0,045419766
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	2,2836	0,6909	1,57773924
j	0,0028	0,6909	0,001912411
k	0,0277	0,6909	0,019124112
l	0,0069	0,6909	0,004781028
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
6,3936	0,6909	4,417311295	

PUNTO DE CARGA J

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (τ)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	1,0380	0,6909	0,7171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,0059	0,6909	0,004063874
c	0,0657	0,6909	0,045419766
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,2768	0,6909	0,19124112
k	0,2768	0,6909	0,19124112
l	0,0692	0,6909	0,04781028
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (τ)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
4,9238	0,6909	3,401820948	

PUNTO DE CARGA K

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (τ)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	1,0380	0,6909	0,7171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,0059	0,6909	0,004063874
c	0,0657	0,6909	0,045419766
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0277	0,6909	0,019124112
k	0,2768	0,6909	0,19124112
l	0,0692	0,6909	0,04781028
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (τ)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
4,6746	0,6909	3,22970394	

PUNTO DE CARGA J

PUNTO FALLADO (I)	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	1,0380	0,6909	0,7171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,0059	0,6909	0,004063874
c	0,0657	0,6909	0,045419766
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,2768	0,6909	0,19124112
k	0,2768	0,6909	0,19124112
l	0,0692	0,6909	0,04781028
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
4,9238	0,6909	3,401820948	

PUNTO DE CARGA K

PUNTO FALLADO (I)	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	1,0380	0,6909	0,7171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,0059	0,6909	0,004063874
c	0,0657	0,6909	0,045419766
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0277	0,6909	0,019124112
k	0,2768	0,6909	0,19124112
l	0,0692	0,6909	0,04781028
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
4,6746	0,6909	3,22970394	

PUNTO DE CARGA L

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)
1	0,5190	0,6909	0,3585771
2	0,0035	0,6909	0,002390514
3	0,8477	0,6909	0,58567593
4	0,4152	0,6909	0,28686168
5	0,1038	0,6909	0,07171542
6	0,8650	0,6909	0,5976285
7	1,0380	0,6909	0,7171542
a	0,0727	0,6909	0,050200794
b	0,0059	0,6909	0,004063874
c	0,0657	0,6909	0,045419766
d	0,0519	0,6909	0,03585771
e	0,0484	0,6909	0,033467196
f	0,0009	0,6909	0,000597629
g	0,0311	0,6909	0,021514626
h	0,0038	0,6909	0,002629565
i	0,2284	0,6909	0,157773924
j	0,0277	0,6909	0,019124112
k	0,2768	0,6909	0,19124112
l	0,6920	0,6909	0,4781028
TASA DE FALLA DEL SISTEMA		TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA
5,2974		0,6909	3,65999646

ANÁLISIS PREDICTIVO DE CERRADO FASE 6
TABLA 5.14

CANTON	NUMERO DE OBRAS/PROYECTOS	POTENCIA NOMINAL	VALOR DE FALLA	TIEMPO PROMEDIO DE ATENDIMIENTO	VALOR DE FALLA POR OBRAS	TIEMPO PROMEDIO DE ATENDIMIENTO POR OBRAS	VALOR DE FALLA POR OBRAS	FACTORES DE CARGA	CANTIDAD PROMEDIO (L.A.)	VALOR DE MONEDA	VALOR DE MONEDA (L.A.)	CANTIDAD PROMEDIO (L.A.)	VALOR DE MONEDA (L.A.)	VALOR DE MONEDA (L.A.)	VALOR DE MONEDA (L.A.)
A	26	137.5	1,911.7	0.96228	53,520.17541	26,678.44262	104.5	0.76	104.5	91,802.3385	262,461.576	104.5	91,802.3385	262,461.576	131,010.2356
B	26	125	4,762.5	2.3736	123,824.5352	61,714.14832	95	0.76	95	207,454.483	566,310.925	95	207,454.483	566,310.925	296,702.6305
C	38	187.5	4,392.0	2.1898	122,869.6132	61,288.65328	142.5	0.76	142.5	296,669.43	823,457.232	142.5	296,669.43	823,457.232	410,411.0842
D	66	262.5	6,879.2	3.4286	385,237.2818	192,002.25962	199.5	0.76	199.5	629,287.437	1,805,799.833	199.5	629,287.437	1,805,799.833	900,010.6337
E	16	62.5	5,643.6	2.8127	90,296.88774	45,003.61936	47.5	0.76	47.5	122,816.682	352,721.046	47.5	122,816.682	352,721.046	175,795.1694
F	59	162.5	3,748.8	1.9684	221,178.042	110,234.5847	123.5	0.76	123.5	212,287.579	606,170.1892	123.5	212,287.579	606,170.1892	303,614.0372
G	17	37.5	3,732.7	1.9684	63,456.4258	31,826.68765	28.5	0.76	28.5	48,719.614	139,977.4318	28.5	48,719.614	139,977.4318	69,764.75202
H	72	287.5	6,281.4	3.1207	450,619.6713	224,089.6238	218.5	0.76	218.5	627,218.165	1,800,148.791	218.5	627,218.165	1,800,148.791	897,194.1574
I	4	30	5,843.5	2.8127387	22,674.14091	11,250.96464	22.8	0.76	22.8	59,000.0374	169,306.1021	22.8	59,000.0374	169,306.1021	84,302.16125
TOTAL	306	1,292.3			1533,856625	764,4805858				3285,65583	6558,161967				3268,896765

SAIFI	5.013
SAIDI	2.498
CAIDI	0.496
ASAI	0.99971
ASUI	0.00029
ENS	2385.656 Kwh
FMK	5.074 minutos
TTK	2.929 horas/día

LMITE FMK	5 minutos
LMITE TTK	10 horas/día
ENS PENALIZADO	33 94876238 Kwh

DESARROLLO DEL ANÁLISIS DEL MEJORAMIENTO DE LA FASE C

TASA DE FALLA (FALLAS/AÑO METRO)		0,004576669
TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN		0,4984
TRAMO DEL SISTEMA	DISTANCIA EN METROS	TASA DE FALLA (FALLAS/MRO)
1	20	0,0915
2	20	0,0915
3	160	0,7323
4	100	0,4577
5	90	0,4119
6	40	0,1831
7	20	0,0915
8	20	0,0915
9	95	0,4348
a	160	0,7323
b	250	1,1442
c	160	0,7323
d	300	1,3730
e	70	0,3204
f	400	1,8307
g	140	0,6407
h	150	0,6865
i	210	0,961100563

2405

$$r_s = \sum \lambda_i d_i$$

$$L'_s = \lambda_s r_s$$

PUNTO DE CARGA A				
PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (FALLAS/MRO)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (r)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (L')	
1	0,0915	0,4984	0,04562024	
2	0,0915	0,4984	0,04562024	
3	0,7323	0,4984	0,36496192	
4	0,4577	0,4984	0,02281012	
5	0,4119	0,4984	0,002052911	
6	0,1831	0,4984	0,000912405	
7	0,0915	0,4984	0,000456202	
8	0,0915	0,4984	0,000456202	
9	0,4348	0,4984	0,002166961	
a	0,7323	0,4984	0,36496192	
b	1,1442	0,4984	0,000570253	
c	0,7323	0,4984	0,000364962	
d	1,3730	0,4984	0,000684304	
e	0,3204	0,4984	0,001596708	
f	1,8307	0,4984	0,09124048	
g	0,6407	0,4984	0,003193417	
h	0,6865	0,4984	0,000342152	
i	0,9611	0,4984	0,004790125	
TASA DE FALLA DEL SISTEMA		TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (r)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (L')	
	1,9117	0,4984	0,952801523	

PUNTO DE CARGA B

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (1/1000)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,4577	0,4984	0,2281012
5	0,4119	0,4984	0,20529108
6	0,1831	0,4984	0,09124048
7	0,0009	0,4984	0,000456202
8	0,0009	0,4984	0,000456202
9	0,0043	0,4984	0,002166961
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	1,1442	0,4984	0,570253
c	0,0732	0,4984	0,036496192
d	0,0014	0,4984	0,000684304
e	0,0032	0,4984	0,001596708
f	0,1831	0,4984	0,09124048
g	0,6407	0,4984	0,31934168
h	0,0007	0,4984	0,000342152
i	0,0096	0,4984	0,004790125
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	4,7625	0,4984	2,373621089

PUNTO DE CARGA C

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (1/1000)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (h)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,4577	0,4984	0,2281012
5	0,4119	0,4984	0,20529108
6	0,1831	0,4984	0,09124048
7	0,0009	0,4984	0,000456202
8	0,0009	0,4984	0,000456202
9	0,0043	0,4984	0,002166961
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,1144	0,4984	0,0570253
c	0,7323	0,4984	0,36496192
d	0,0014	0,4984	0,000684304
e	0,0032	0,4984	0,001596708
f	0,1831	0,4984	0,09124048
g	0,6407	0,4984	0,31934168
h	0,0007	0,4984	0,000342152
i	0,0096	0,4984	0,004790125
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	4,3918	0,4984	2,18859117

PUNTO DE CARGA D

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (1)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (1)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (1)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,0458	0,4984	0,02281012
5	0,0041	0,4984	0,002052911
6	0,0018	0,4984	0,000912405
7	0,0915	0,4984	0,04562024
8	0,0915	0,4984	0,04562024
9	0,4348	0,4984	0,21669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,0011	0,4984	0,000570253
c	0,0007	0,4984	0,000364962
d	1,3730	0,4984	0,684303601
e	0,3204	0,4984	0,15967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,0064	0,4984	0,003193417
h	0,0687	0,4984	0,03421518
i	0,9611	0,4984	0,47901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (1)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (1)	
6,8792	0,4984	3,42861195	

PUNTO DE CARGA E

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLA (1)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (1)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (1)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,0458	0,4984	0,02281012
5	0,0041	0,4984	0,002052911
6	0,0018	0,4984	0,000912405
7	0,0915	0,4984	0,04562024
8	0,0915	0,4984	0,04562024
9	0,4348	0,4984	0,21669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,0011	0,4984	0,000570253
c	0,0007	0,4984	0,000364962
d	0,1373	0,4984	0,06843036
e	0,3204	0,4984	0,15967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,0064	0,4984	0,003193417
h	0,0687	0,4984	0,03421518
i	0,9611	0,4984	0,47901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (1)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (1)	
5,6435	0,4984	2,81273871	

PUNTO DE CARGA F

PUNTO FALLADO (a)	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,0458	0,4984	0,02281012
5	0,0041	0,4984	0,002052911
6	0,0018	0,4984	0,000912405
7	0,0092	0,4984	0,004562024
8	0,0092	0,4984	0,004562024
9	0,0435	0,4984	0,021669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,0011	0,4984	0,000570253
c	0,0007	0,4984	0,000364962
d	0,0137	0,4984	0,006843036
e	0,0320	0,4984	0,015967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,0064	0,4984	0,003193417
h	0,0069	0,4984	0,003421518
i	0,0961	0,4984	0,047901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
3,7488	0,4984	1,868399741	

PUNTO DE CARGA G

PUNTO FALLADO (a)	TASA DE FALLA (λ)	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (U)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,4577	0,4984	0,2281012
5	0,4119	0,4984	0,20529108
6	0,1831	0,4984	0,09124048
7	0,0009	0,4984	0,000456202
8	0,0009	0,4984	0,000456202
9	0,0043	0,4984	0,002166961
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,1144	0,4984	0,0570253
c	0,0732	0,4984	0,036496192
d	0,0014	0,4984	0,000684304
e	0,0032	0,4984	0,001596708
f	0,1831	0,4984	0,09124048
g	0,6407	0,4984	0,31934168
h	0,0007	0,4984	0,000342152
i	0,0096	0,4984	0,004790125
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (T)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (U)	
3,7327	0,4984	1,860393369	

PUNTO DE CARGA H

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLAS	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (t)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (t)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,0458	0,4984	0,02281012
5	0,0041	0,4984	0,002052911
6	0,0018	0,4984	0,000912405
7	0,0915	0,4984	0,04562024
8	0,0915	0,4984	0,04562024
9	0,4348	0,4984	0,21669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,0011	0,4984	0,000570253
c	0,0007	0,4984	0,000364962
d	0,1373	0,4984	0,06843036
e	0,3204	0,4984	0,15967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,0064	0,4984	0,003193417
h	0,6865	0,4984	0,3421518
i	0,9611	0,4984	0,47901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (t)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (t)	
6,2614	0,4984	3,12067533	

PUNTO DE CARGA I

PUNTO FALLADO	TASA DE FALLAS	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN (t)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN (t)
1	0,0915	0,4984	0,04562024
2	0,0915	0,4984	0,04562024
3	0,7323	0,4984	0,36496192
4	0,0458	0,4984	0,02281012
5	0,0041	0,4984	0,002052911
6	0,0018	0,4984	0,000912405
7	0,0915	0,4984	0,04562024
8	0,0915	0,4984	0,04562024
9	0,4348	0,4984	0,21669614
a	0,7323	0,4984	0,36496192
b	0,0011	0,4984	0,000570253
c	0,0007	0,4984	0,000364962
d	0,1373	0,4984	0,06843036
e	0,3204	0,4984	0,15967084
f	1,8307	0,4984	0,912404801
g	0,0064	0,4984	0,003193417
h	0,0687	0,4984	0,03421518
i	0,9611	0,4984	0,47901252
TASA DE FALLA DEL SISTEMA	TIEMPO MEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (t)	TIEMPO PROMEDIO DE INTERRUPCIÓN DEL SISTEMA (t)	
5,6435	0,4984	2,81273871	

CUADRO COMPARATIVO DE INDICES CALCULADOS DEL ANALISIS PREDICTIVO
 TABLA 5.15

	FASE A		FASE B		FASE C	
	actual	mejorado	actual	mejorado	actual	mejorado
SAIFI	5,62223	4,11616	6,44662	4,60590	5,70472	5,01270
SAIDI	3,14395	2,30175	4,45397	3,18221	2,58682	2,49833
CAIDI	0,55920	0,55920	0,69090	0,69090	0,45345	0,49840
ASAI	0,99964	0,99974	0,99949	0,99964	0,99970	0,99971
ASUI	0,00036	0,00026	0,00051	0,00036	0,00030	0,00029
ENS	2012,33271	1511,73170	4551,63133	3356,12441	2400,22146	2285,60563
FMIK	5,71859	4,29599	6,06902	4,47497	5,85504	5,07448
TTIK	3,19783	2,30175	4,19309	3,09175	2,65595	2,52912
ENS PENALIZADAS EN KWH	252,87	0,00	801,74	0,00	350,52	33,99
PENALIZACION EN \$	106,20	0,00	336,73	0,00	147,22	14,27
COSTO PROMEDIO DEL KWH EN \$		0,42				

CUADRO COMPARATIVO DE ENERGÍAS CALCULADAS DEL ANALISIS PREDICTIVO
 TABLA 5.16

	FASE A		FASE B		FASE C	
	actual	mejorado	actual	mejorado	actual	mejorado
ENS KWH	2012,33271	1511,73170	4551,63133	3356,12441	2400,22146	2285,60563
ENS PENALIZADAS EN KWH	252,87	0,00	801,74	0,00	350,52	33,99
PENALIZACION EN \$	106,20	0,00	336,73	0,00	147,22	14,27
COSTO PROMEDIO DEL KWH PENALIZADO EN \$		0,42				

TABLA 5.17
MATERIALES

FASE A					
Item	Descripción de Materiales	Cantidad	Unidad	Valor unitario	Valor Total
1	Caja portafusibles 15 KV 16 KA	1	u	52,64	52,64
2	Puente monofásico alta tensión	2	u	25,4	50,8
Total					103,44

FASE B					
Item	Descripción de Materiales	Cantidad	Unidad	Valor unitario	Valor Total
1	Caja portafusibles 15 KV 16 KA	2	u	52,64	105,28
2	Poste tubular hormigón 12 mts 600 Kg	3	u	93,67	281,01
3	Estructura monofásica tangente simple	2	u	14,26	28,52
4	Estructura trifásica tangente simple	1	u	60,25	60,25
5	Estructura monofásica terminal simple	1	u	137,43	137,43
6	Tensor farol para alta tensión	1	u	66,6	66,6
7	Puente monofásico alta tensión	2	u	25,4	50,8
8	Cable de Al desnudo ASCR #2 AWG	200	mts	0,6	120
Total					849,89

FASE C					
Item	Descripción de Materiales	Cantidad	Unidad	Valor unitario	Valor Total
1	Caja portafusibles 15 KV 16 KA	2	u	52,64	105,28
2	Puente monofásico alta tensión	4	u	25,4	101,6
Total					206,88

MANO DE OBRA					
Item	Descripción del trabajo	Cantidad	Unidad	Valor unitario	Valor Total
1	Montaje de estructuras	1	global	580,105	580,105
2	Colocación y empotrado de poste de hormigón 12 mts	3	u	28,101	84,303
3	Desmontaje de poste de hormigón 9 mts	2	u	28,101	56,202
4	Desmontaje de estructuras	1	global	464,084	464,084
Total					1184,694

Item	VALOR TOTAL DEL PROYECTO	Valor Total
1	Materiales	1160,21
2	Mano de obra	1184,694
3	Transportación de materiales y herramientas	116,021
4	Costos indirectos	123,04625
5	Supervisión técnica	703,4712
VALOR TOTAL		3287,44

VALOR TOTAL DEL PROYECTO (+ IVA)	3681,94
---	----------------

TABLA 5,18

COSTO X KWH	\$ 0,08
COSTO X PENALIZACION	\$ 0,42

FASES	ENS	DOLARES NO FACTURADOS	ENS PENALIZADA	DOLARES PENALIZADOS
A	2012,33	160,99	252,87	106,20
B	4551,83	364,13	801,74	336,73
C	2400,22	192,02	350,52	147,22
TOTAL		\$ 717,15		\$ 590,15

B PERDIDA TOTAL ANUAL (ESTADO ACTUAL) \$ 1.307,29

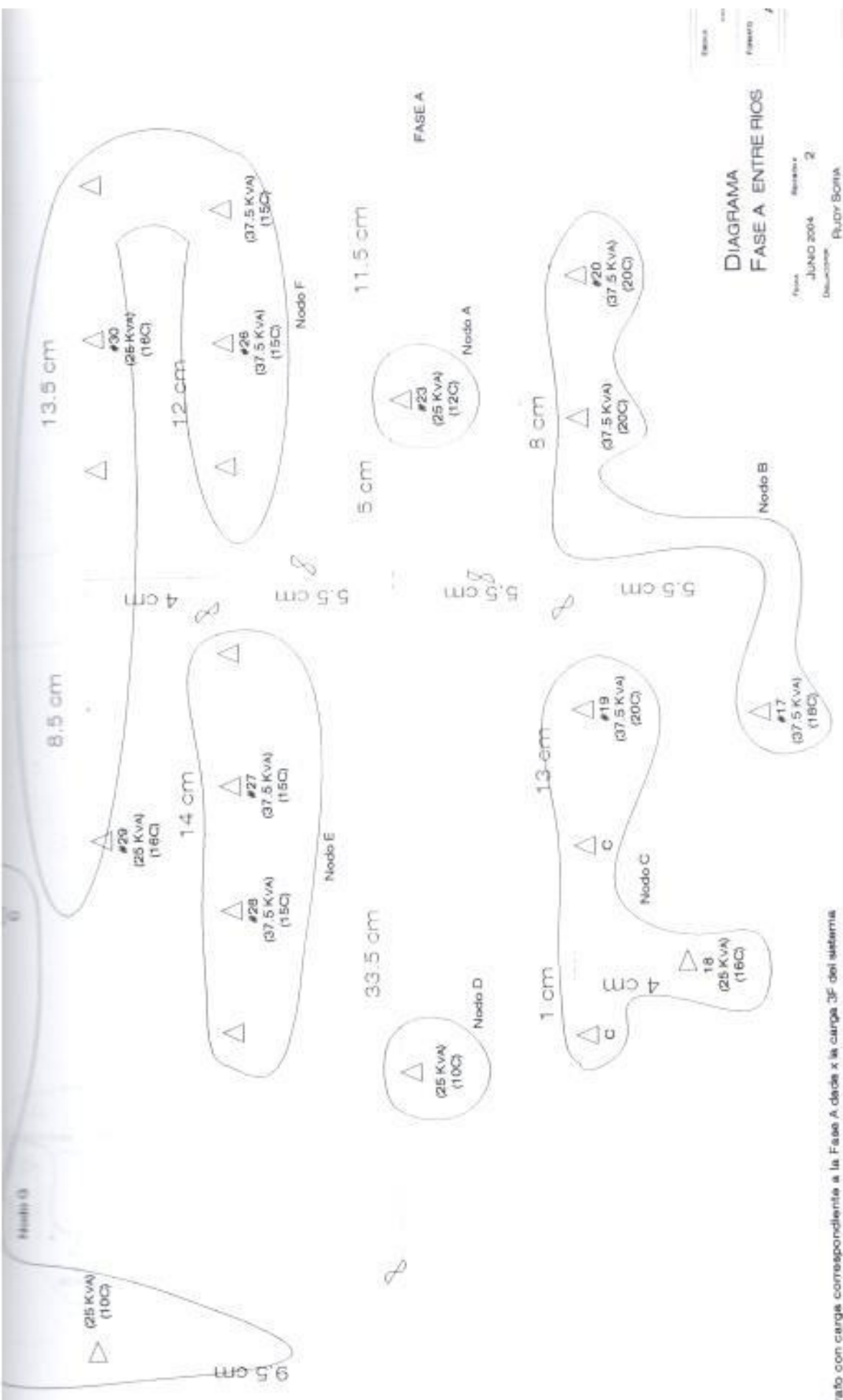
FASES	ENS	DOLARES NO FACTURADOS	ENS PENALIZADA	DOLARES PENALIZADOS
A	1511,73	120,94	0,00	0,00
B	3356,12	268,49	0,00	0,00
C	2285,61	182,85	33,99	14,27
TOTAL		\$ 572,28		\$ 14,27

A PERDIDA TOTAL ANUAL (ESTADO MEJORADO) \$ 566,55

DOLARES RECUPERADOS ANUALES (B-A) \$ 736,74

INVERSION X IMPLEMENTACION DE MEJORAMIENTO \$ 3.681,94

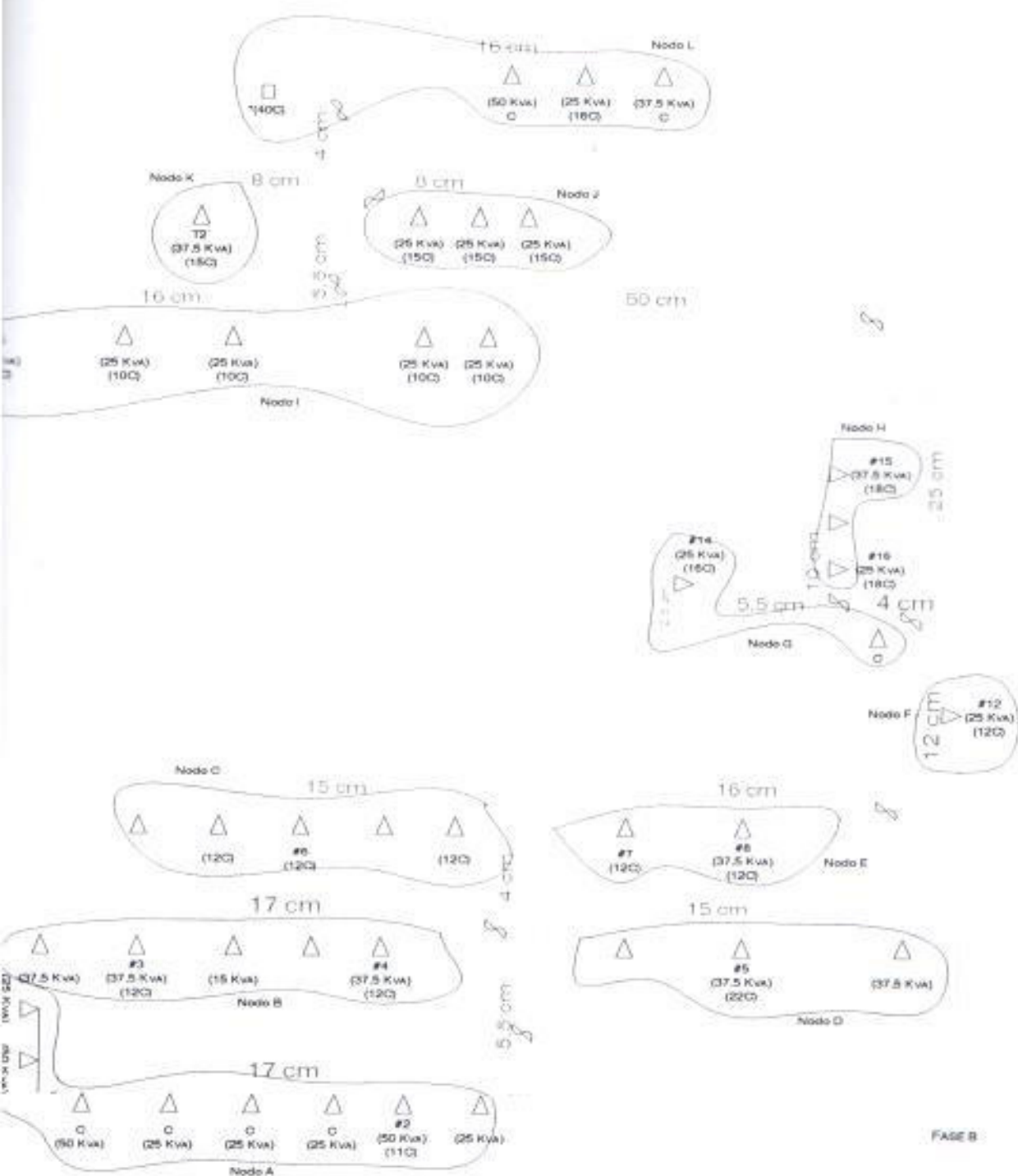
TASA DE INTERES PROMEDIO ANUAL % 12,00
DE AÑOS PARA RECUPERAR LA INVERSION 4,33



**DIAGRAMA
FASE A ENTRE RIOS**

Fecha: JUNIO 2004
 Revisión: 2
 Diseñador: RUDY SORIA
 LAMINA I
 Elaboración: RUDY SORIA

* Tracto con carga correspondiente a la Fase A desde la carga 3F del sistema



FASE B

DIAGRAMA
FASE B ENTRE RIOS

Fecha: JUNIO 2004
 Proyecto: RIOS
 Escala: 1:1000

Elaborado por: [Signature]

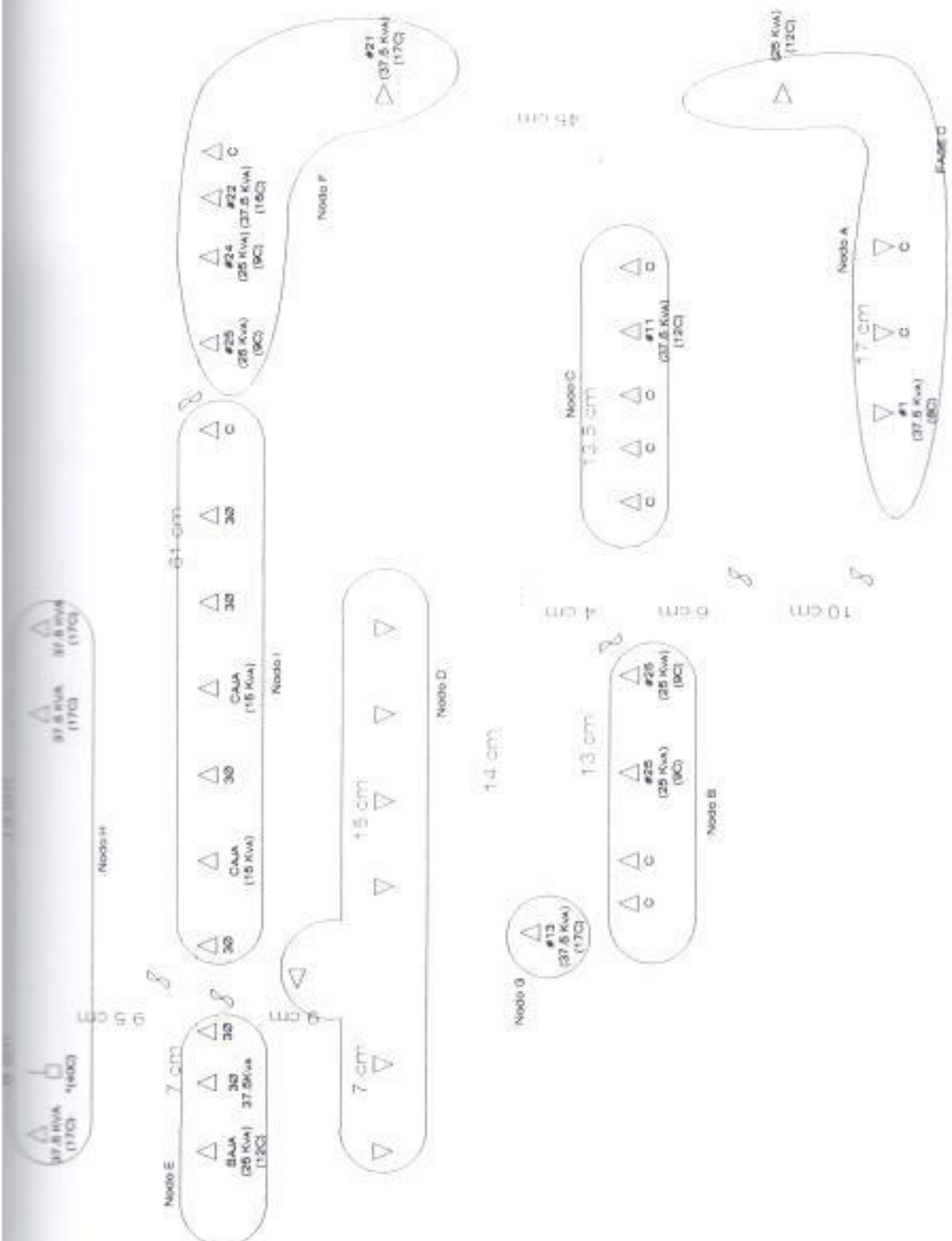


DIAGRAMA
FASE C ENTIRE RIOS

Fecha: JULIO 2004
 Proyecto: RIOS
 Elaborado: RUIZ BARRA
 Lámina: 8

* Tráfico con carga correspondiente a la Fase A de cada x la carga 3F del sistema

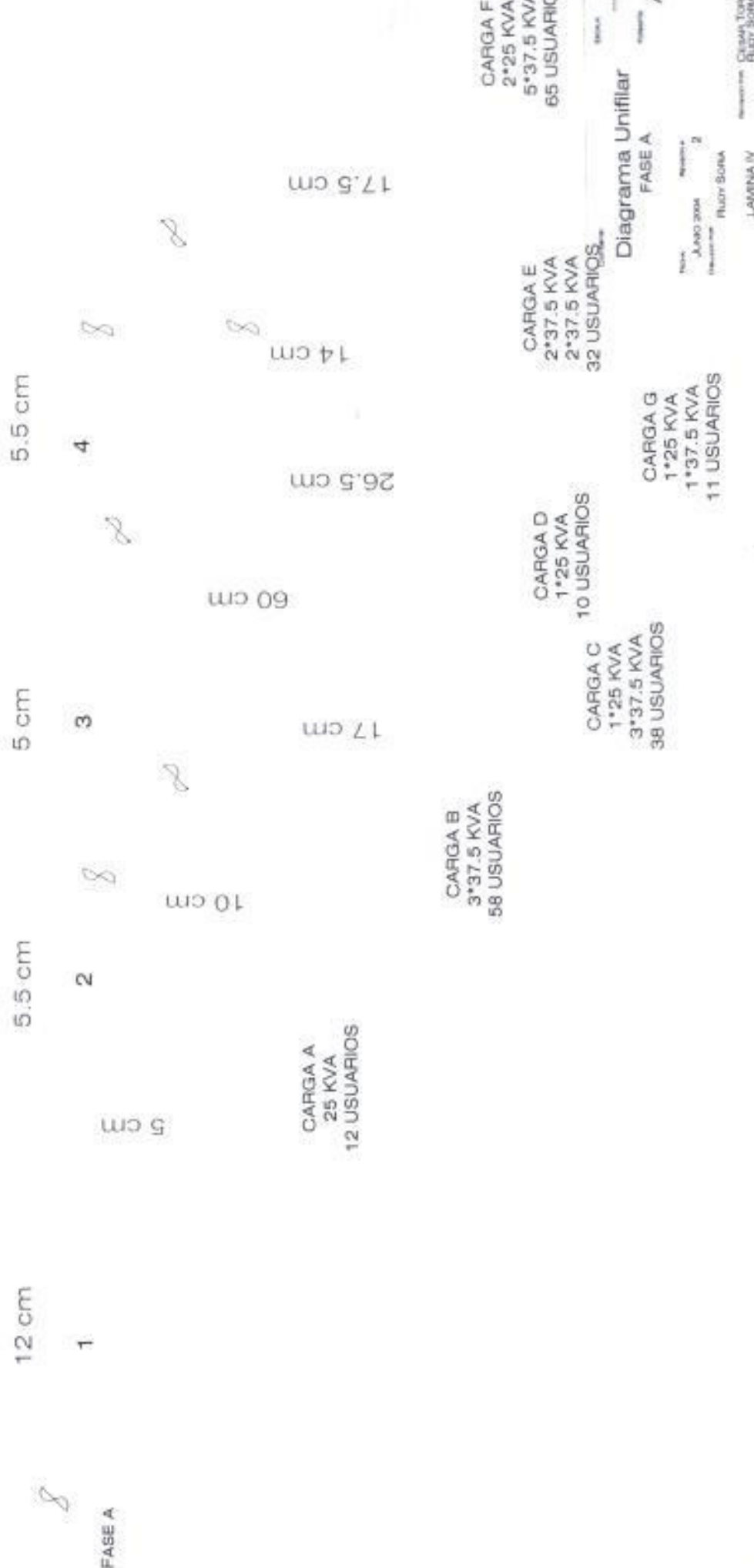


Diagrama Unifilar
 FASE A
 Fecha: JUNIO 2004
 Autor: RUDY SORZA
 LAMINA IV

FASE B

1

2

3

4

5

6

7

21 cm

17 cm

19 cm

15 cm

14 cm

9 cm

11 cm

66 cm

30 cm

8 cm

8 cm

20 cm

CARGA A
275 KVA
18 USUARIOS

CARGA B
165 KVA
27 USUARIOS

CARGA C
187.5 KVA
26 USUARIOS

CARGA D
112.5 KVA
24 USUARIOS

CARGA E
75 KVA
24 USUARIOS

CARGA F
62.5 KVA
17 USUARIOS

CARGA H
100 KVA
37 USUARIOS

CARGA J
75 KVA
45 USUARIOS

CARGA K
37.5 KVA
15 USUARIOS

CARGA L
112.5 KVA
18 USUARIOS

Comparte

CARGA I
125 KVA
50 USUARIOS

Edición

Diagrama Unifilar

FASE B

A1

Fecha: JUNIO 2004

Revisión: 3

Dibujante: Ruyter Sotoca

LAMBDA V

Proyecto: OSMAR TORRES
RUYTER SOTOCA

45 cm

3

2

1

FASE C

16 cm

10 cm

4

9 cm

5

4 cm

6

10 cm

14 cm

19 cm

CARGA A
62.5 KVA
2*37.5 KVA
22 USUARIOS

CARGA C
37.5 KVA
4*37.5 KVA
16 USUARIOS

CARGA G
37.5 KVA
17 USUARIOS

CARGA B
50 KVA
2*37.5 KVA
20 USUARIOS

CARGA C
37.5 KVA
4*37.5 KVA
16 USUARIOS

CARGA G
37.5 KVA
17 USUARIOS

CARGA B
50 KVA
2*37.5 KVA
20 USUARIOS

2 cm

7

8

7 cm

9.5 cm

9

8

15 cm

21 cm

24 cm

CARGA E
62.5 KVA
1*37.5 KVA
14 USUARIOS

CARGA I
2*15 KVA
5*37.5 KVA
7 USUARIOS

CARGA H
4*37.5 KVA
40 USUARIOS

40 cm

CARGA D
7*37.5 KVA
7 USUARIOS

CARGA F
50 KVA
2*37.5 KVA
51 USUARIOS

Caricada

Modelo

Diagrama Unifilar

FASE C

Proyecto

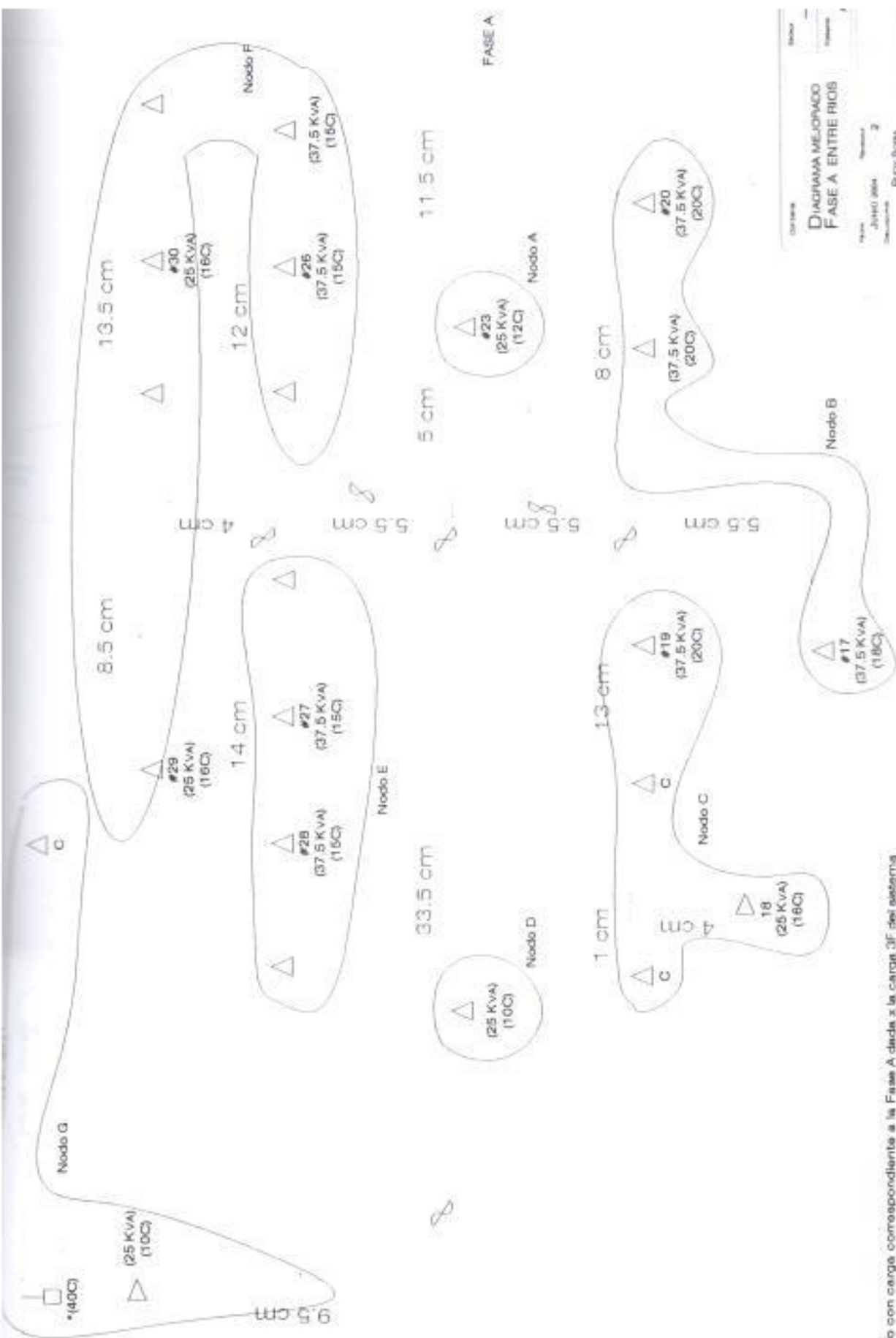
Fecha JUNIO 2004

Hoja No. 2

Elaborado por Rudy Soria

LAMINA VI

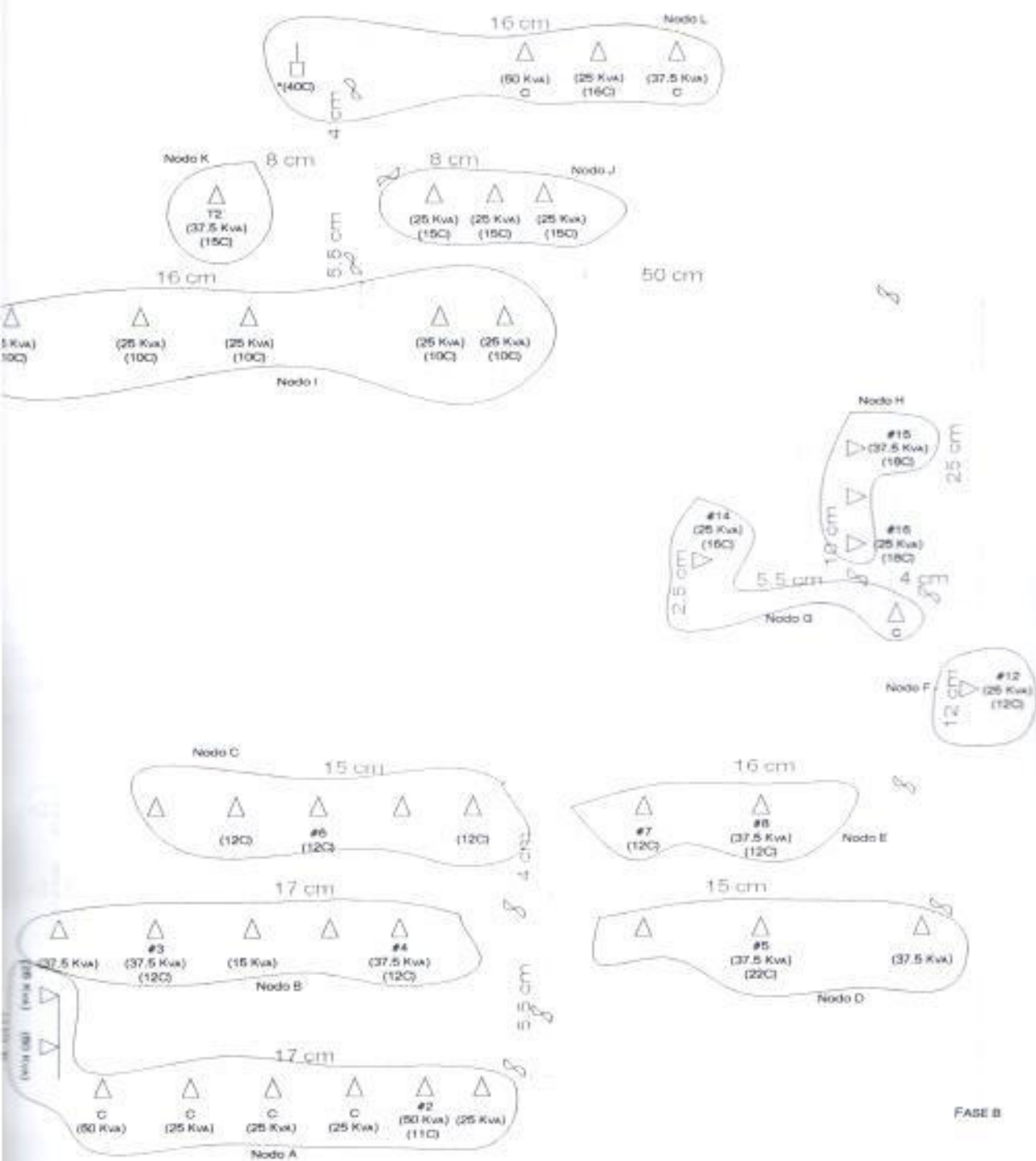
Proyecto OSAMA TORRES RUCY SORIA



FASE A

Nombre	Fecha	Edici3n
DIAGRAMA MEJORADO		
FASE A ENTRE RIOS		
Nombre	Numero	Fecha
JHON JARA	2	
Elaboraci3n	Revisi3n	
RODRIGUEZ		
LAMINA VI		
Elaborado: Oscar Tor		
Revisado: RUIZ TOR		

* Trafo con carga correspondiente a la Fase A dada x la carga 3F del sistema



FASE B

...carga correspondiente a la Fase A dada x la carga 3F del sistema

Objeto

DIAGRAMA MEJORADO
FASE B ENTRE RIOS

Fecha: JUNIO 2004
Hoja: 2

Elaborado: ROLY SORZA

LAMBIA 08

Escala

Formato

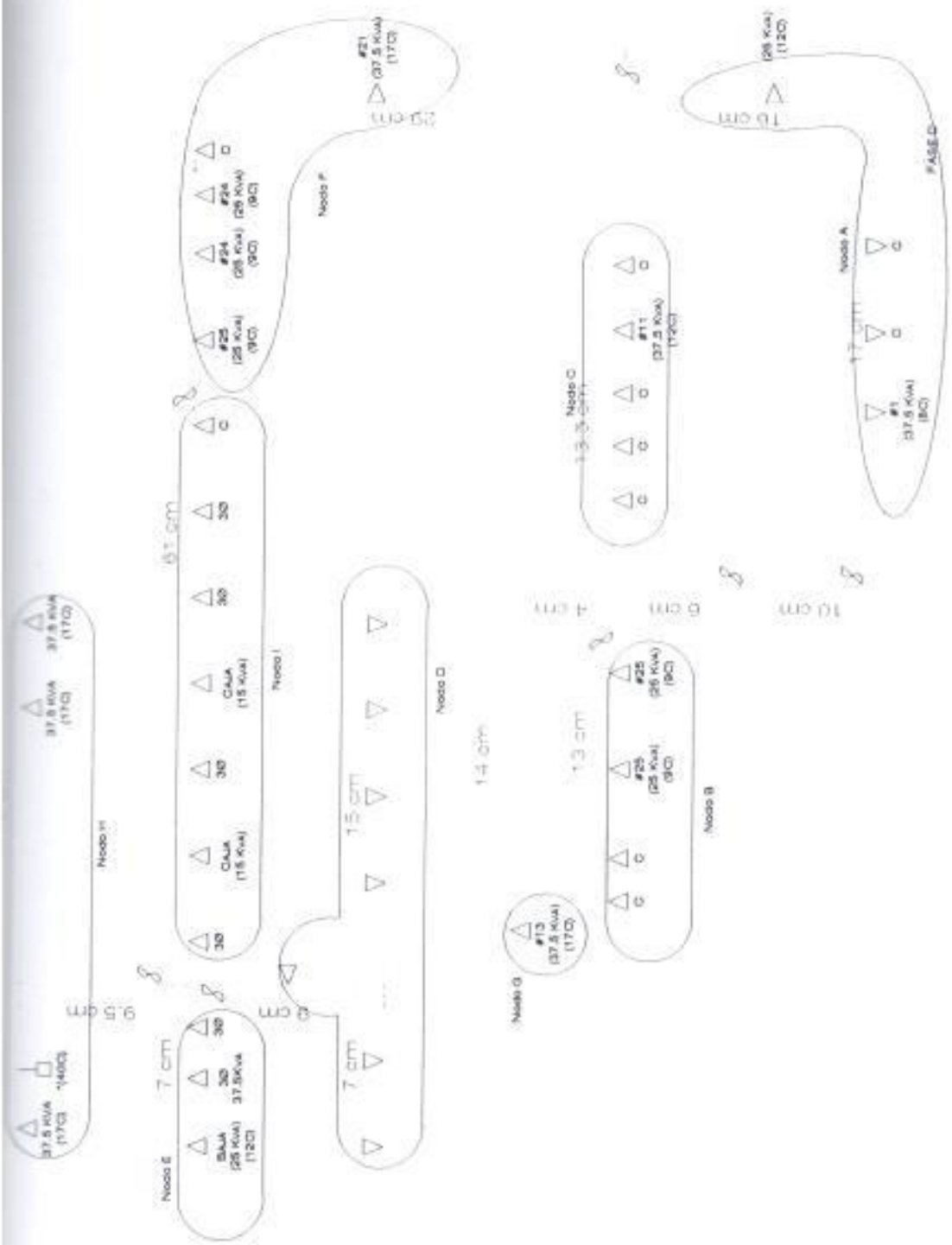
A4

Clear Times
Roly Sorza

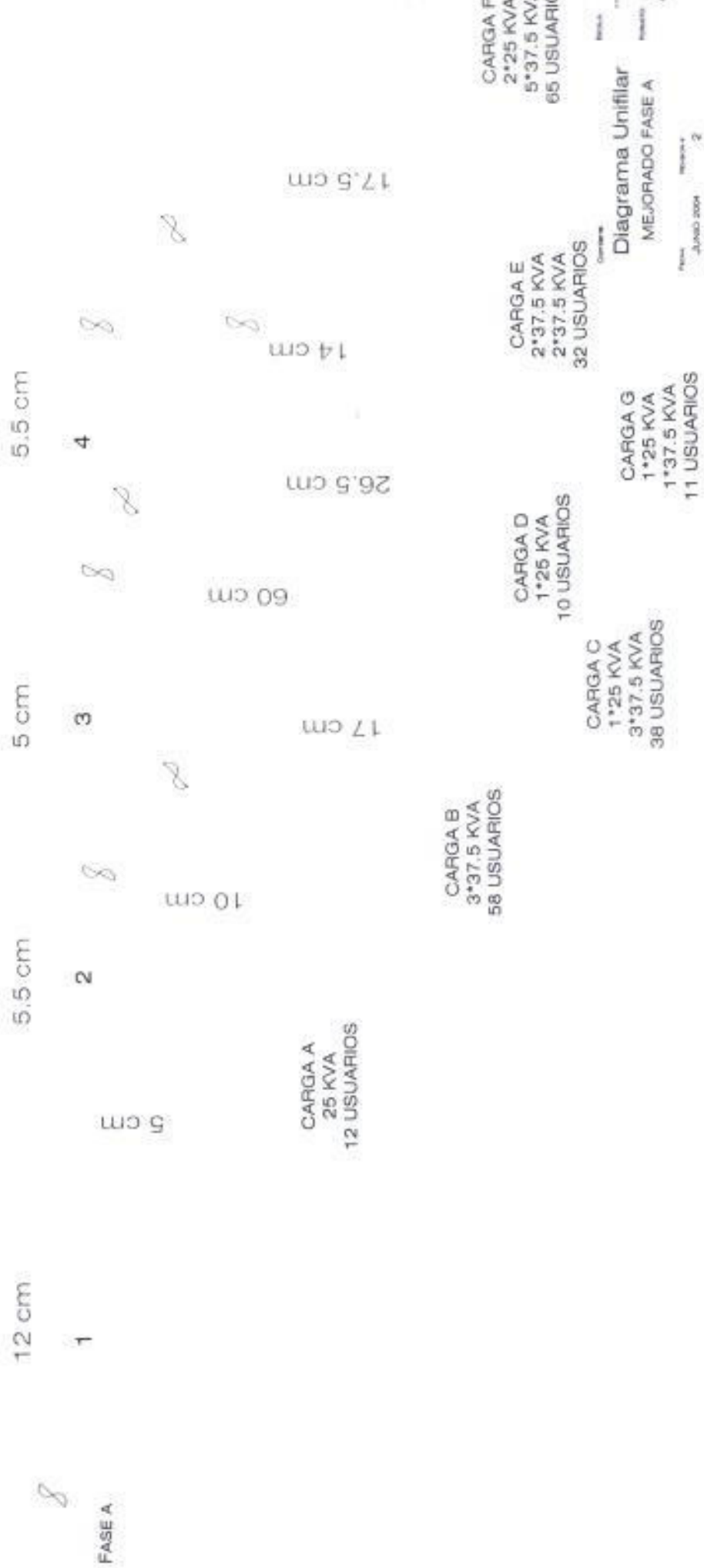
CONTEA

DIAGRAMA MEJORADO FASE C ENTRE ROS

Fecha	Revisión	Revisado	Revisado
JUNIO 2004	2		
Calculado	Plant. base		
Autores	JANUARI		
Revisado			
Plant. base			
Revisado			
Plant. base			



* Trébo con carga correspondiente a la Fase A, dado x la carga 3F del sistema



CARGA F
2*25 KVA
5*37.5 KVA
65 USUARIOS

CARGA E
2*37.5 KVA
2*37.5 KVA
32 USUARIOS

CARGA D
1*25 KVA
10 USUARIOS

CARGA C
1*25 KVA
3*37.5 KVA
38 USUARIOS

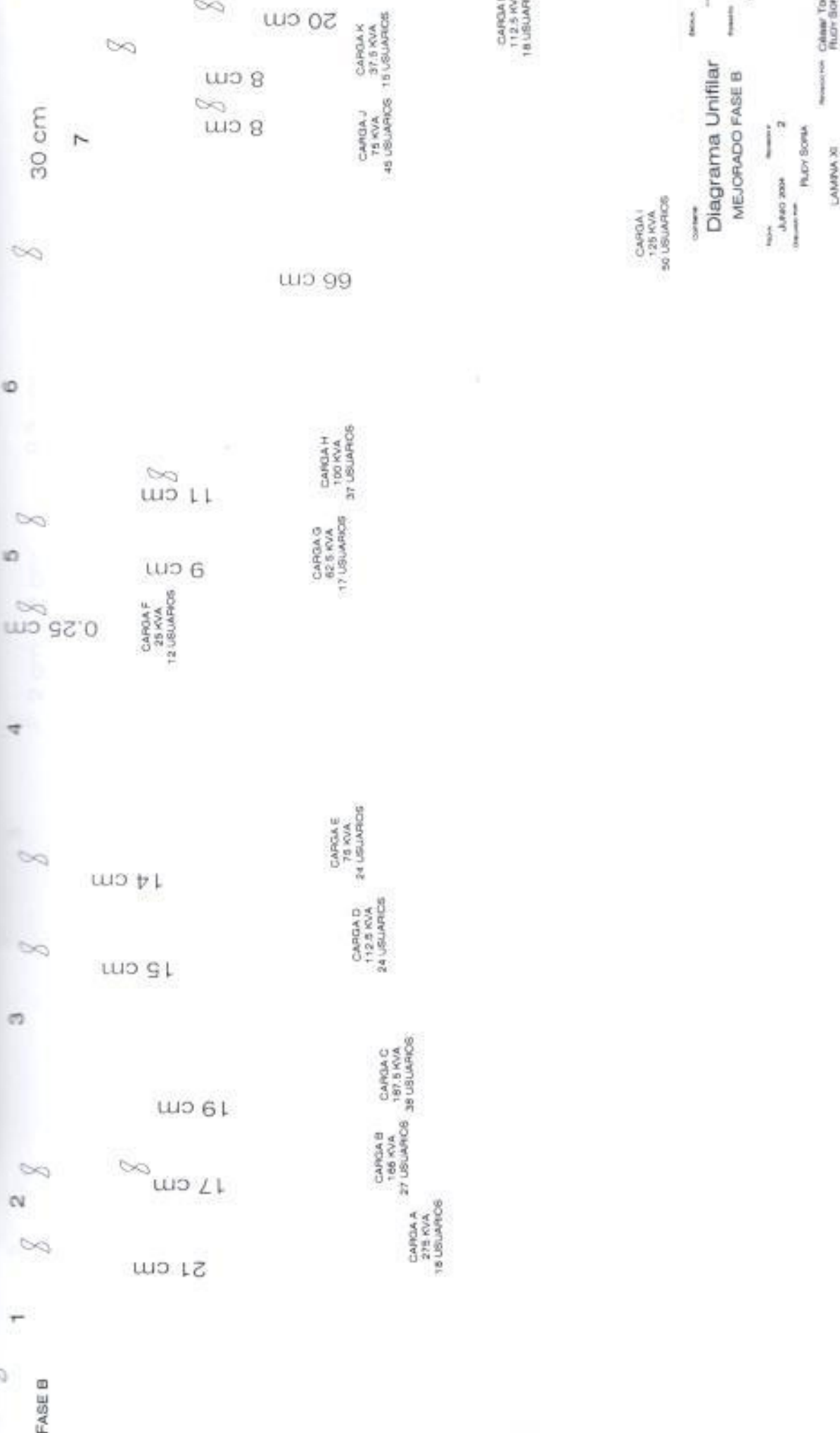
CARGA B
3*37.5 KVA
58 USUARIOS

CARGA A
25 KVA
12 USUARIOS

Diagrama Unifilar
MEJORADO FASE A

Fecha: JUNIO 2004
Dibujante: RUDY SUÑA
Revisado: 2
Escala: A

FASE B



CARGA I
125 KVA
50 USUARIOS

Diagrama Unifilar
MEJORADO FASE B

Fecha: JUNIO 2008
Número: 2
Dibujante: RUDY SORSA

FASE C

1 2 3 4 5 6 7 8 9

16 cm

10 cm

9 cm

10 cm

4 cm

14 cm

69 cm

24 cm

21 cm

7 cm

CARGA E
62.5 KVA
1*37.5 KVA
14 USUARIOS

CARGA A
62.5 KVA
2*37.5 KVA
22 USUARIOS

CARGA C
37.5 KVA
4*37.5 KVA
16 USUARIOS

CARGA G
37.5 KVA
17 USUARIOS

CARGA D
7*37.5 KVA
7 USUARIOS

CARGA I
2*15 KVA
5*37.5 KVA
7 USUARIOS

CARGA H
4*37.5 KVA
40 USUARIOS

15 cm

CARGA F
50 KVA
2*37.5 KVA
51 USUARIOS

Diagrama Unifilar
MEJORADO FASE C

Fecha: Julio 2008
Escala: 2
Elaborado: RUDY SORZA
Cálculo Top: RUDY SORZA
LÁMINA XI

BIBLIOGRAFÍA

a) Tesis

1. R. Soria y C. Torres. "Análisis de la calidad del servicio técnico en los sistemas de distribución". Facultad de Ingeniería Eléctrica y Computación, Escuela Superior Politécnica del Litoral 2004.

b) Libros

1. ELETROBRÁS, Desempenho de Sistemas de Distribuição. 1982
2. Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, 2000 Eficiencia Energética Electricidad
3. Millar, Estadística aplicada a la Ingeniería

c) Manual

4. CIER, Manual de definición de los indicadores de calidad de servicios y comercial (Comité Internacional de Electrificación Regional).

d) Regulaciones

5. CONELEC, Calidad del servicio eléctrico de distribución. (Consejo Nacional de Electrificación del Ecuador) 2001.
6. ENRE, Normas de calidad del servicio público y sanciones. Ente Nacional Regulador de la Electricidad de Argentina, 1995.
7. Electric Reliability Standars, Project #21076. Public Utility Regulatory Act 1999.
8. Normativa de la calidad del servicio. Consejo de Dirección del Instituto Nicaragüense de Energía 1999.
9. Regulación de las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministros y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. Comisión Nacional de Energía, Real Decreto 1955/2000.

e) Artículo de una publicación

10. J. Gomez, R. Mota y D. Romero, "Índices básicos de confiabilidad en sistemas de distribución radiales". Instituto Politécnico Nacional México DF. Apdo. 75-151.

f) Disertación doctoral (Ph. D)

11. J. Rivier Abbad. "Calidad del servicio, regulación y optimización de inversiones". Universidad Pontificia Comillas de Madrid. Colección tesis doctorales N° 211/1999.



FASEADO

TRANSFORMADOR N.º	FASE
17-18-19-20-23-26 27-28-29-30-31	A
2-3-4-5-6-7-8 14-15-16	B
1-9-10-11-12-13-21 22-24-25	



CIB-ESPOL

UBEL URBANIZACION		ENTRE RIOS(II PARTE)	
CONTENIDO: RED DE BAJA TENSION		REVISADO POR: RUDY SOIRA CESAR TORRES	
DISEÑO: IN.PRO.EL		ESCALA: INDICADAS	
DIBUJO: (Blank)		FECHA: JUNIO DEL 2004	
RECOMENDADO: (Blank)		APROBADO: LAURE	
		E-1/3	

SIMBOLOGIA

- POSTE DE HORMIGON ARMADO 11 mts. A HINCARSE
- POSTE DE HORMIGON ARMADO 9 mts. A HINCARSE
- ◐ POSTE DE HORMIGON ARMADO 11 mts. X 500 KG
- ◑ POSTE DE HORMIGON ARMADO 9 mts. X 500 KG
- ◒ TRANSFORMADOR TIPO CSP MONOFASICO 50 KVA -CSP-1F
- LINEA 1 φ #2 ASC
- - - LINEA 2 φ #2 ASC
- · - LINEA 3 φ #2 ASC
- ┆ ANCLA DE EMPUJE
- ┆ TENSOR A TIERRA
- ┆ TENSOR FAROL
- ┆ TENSOR PUESTE A POSTE
- ┆ CAJA DE FUSIBLE 100A-15 KV

PLANTA
ESCALA 1:1000

FASEADO

TRANSFORMADOR N.º	FASE
17-18-19-20-23-26 27-28-29-30-31	A
2-3-4-5-6-7-8 14-15-16	B
1-9-10-11-12-13-21 22-24-25	C

OBRA:
URBANIZACION

ENTRE RIOS(I PARTE)

CONTIENE:

RED DE BAJA TENSION

REVISADO POR:

RUDY SORIANO

CIB-ESPOL

REVISADO:

CESAR TORRES

ESCALA

INDICADAS

FECHA:

JUNIO DEL 2004

LAMINA

APROBADO:

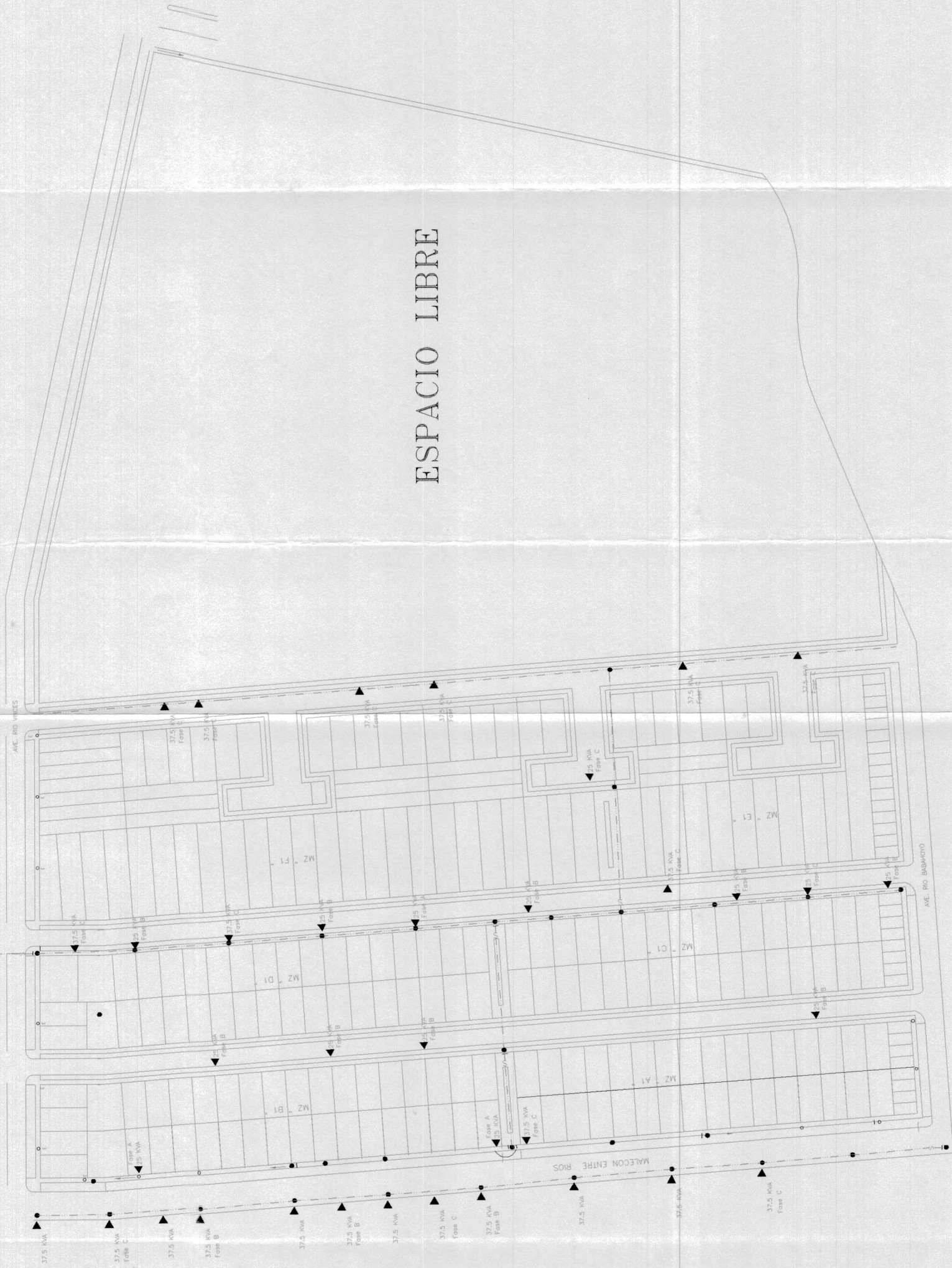
E-1/3



SIMBOLOGIA

- POSTE DE HORMIGON ARMADO 11 mts. A HINCARSE
- POSTE DE HORMIGON ARMADO 9 mts. A HINCARSE
- ⊖ ANCLA DE EMPUJE
- ⊕ TENSOR A TIERRA
- ⊕ TENSOR FAROL
- ⊕ TENSOR PISTE A POSTE
- ⊕ CAJA DE FUSIBLE 100A-15 KV
- LINEA 1 φ #2 ASC
- - - LINEA 2 φ #2 ASC
- · - · - LINEA 3 φ #2 ASC
- TRANSFORMADOR TIPO CSP MONOFASICO 50 KVA -CSP-1F

PLANTA
ESCALA 1:1000



FASEADO

TRANSFORMADOR N.º	FASE
17-18-19-20-23-26 27-28-29-30-31	A
2-3-4-5-6-7-8 14-15-16	B
1-9-10-11-12-13-21 22-24-25	C

OBJETIVO: URBANIZACION

CONTIENE: ENTRE RIOS(II PARTE)

DISEÑO: IN.PRO.E.L

DIBUJO:

RECOMENDADO:

REVISADO POR: RUDY SORIA
CESAR TORRES

ESCALA: INDICADAS

FECHA: JUNIO DEL 2004

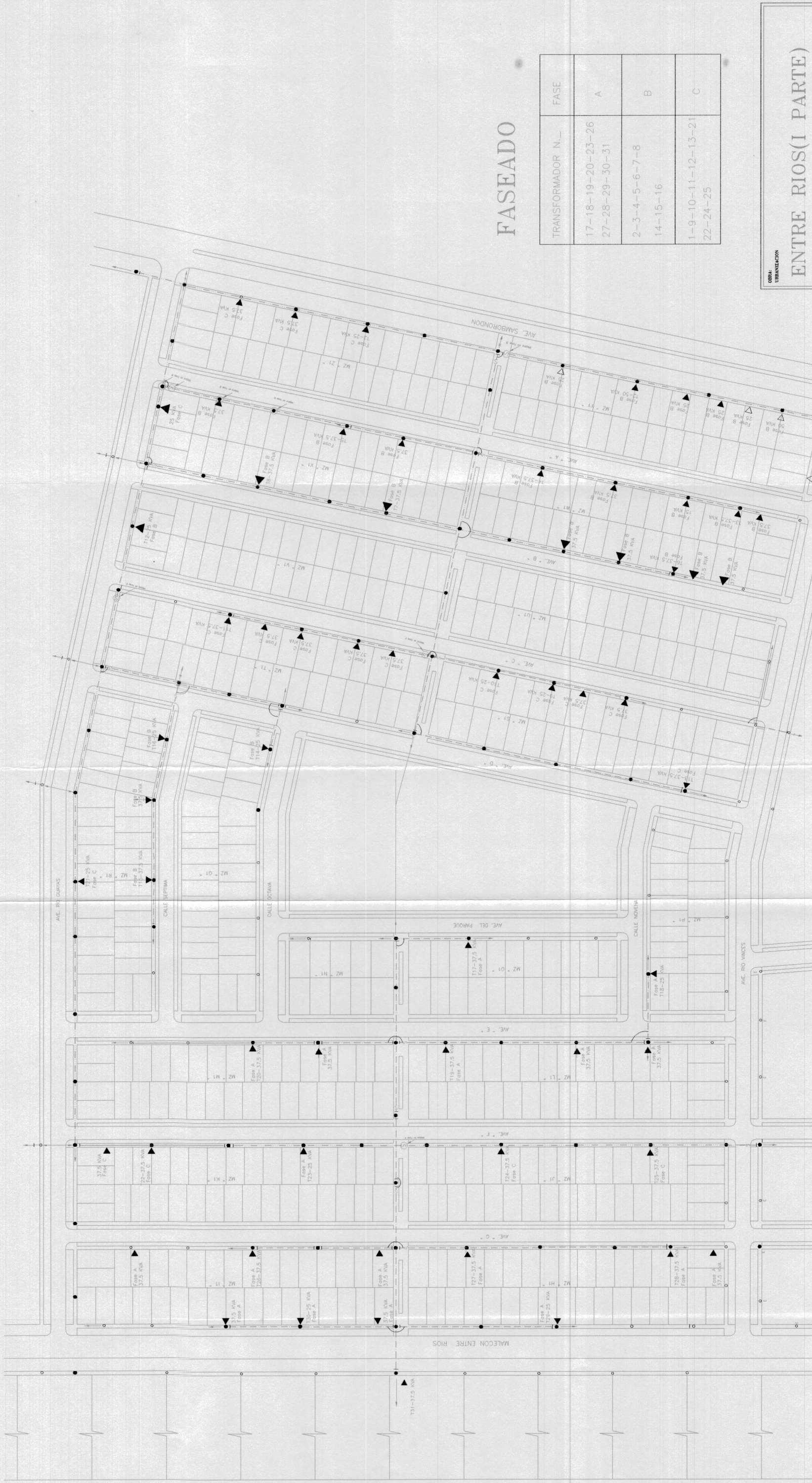
LAMINA: E-1/3

COMISIÓN TÉCNICA DEL LITORAL
ESPOL

SIMBOLOGIA

- POSTE DE HORMIGON ARMADO 11 mts. A HINCARSE
- POSTE DE HORMIGON ARMADO 9 mts. A HINCARSE
- POSTE DE HORMIGON ARMADO 11 mts. X 500 KG
- POSTE DE HORMIGON ARMADO 9 mts. X 500 KG
- TRANSFORMADOR TIPO CSP MONOFASICO 50 KVA -CSP-IF
- LINEA 1 φ #2 ASC
- - - LINEA 2 φ #2 ASC
- · - LINEA 3 φ #2 ASC
- ANCLA DE EMPLEUE
- TENSOR A TIERRA
- TENSOR FAROL
- TENSOR POSTE A POSTE
- CAJA DE FUSIBLE 100A-15 KV

PLANTA
ESCALA 1:1000



FASEADO

TRANSFORMADOR N.º	FASE
17-18-19-20-23-26 27-28-29-30-31	A
2-3-4-5-6-7-8 14-15-16	B
1-9-10-11-12-13-21 22-24-25	C

OBRA: ORGANIZACION
ENTRE RIOS(I PARTE)

CONTIENE: RED DE BAJA TENSION

REVISADO POR: RUDY SORIA
CESAR TORRES

IN.PRO.EL

REVISADO: Lamina XIV

RECOMENDADO:

APROBADO:

ESCALA: INDICADAS

FECHA: JUNIO DEL 2004

LAMINA: E-1/3

SIMBOLOGIA

- POSTE DE HORMIGON ARMADO 11 mts. A HINGARSE
- POSTE DE HORMIGON ARMADO 9 mts. A HINGARSE
- ANCLA DE EMPUJE
- TENSOR A TIERRA
- ▲ TENSOR FAROL
- ▲ TENSOR POSTE A POSTE
- CAJA DE FUSIBLE 100A-15 KV
- LINEA 1 φ #2 ASC
- - - LINEA 2 φ #2 ASC
- · - LINEA 3 φ #2 ASC
- ANCLA DE EMPUJE
- TENSOR A TIERRA
- TENSOR FAROL
- TENSOR POSTE A POSTE
- CAJA DE FUSIBLE 100A-15 KV

PLANTA
ESCALA 1:1000